Aménagements hydroélectriques

par **André L. JAUMOTTE**
Ingénieur civil
Professeur émérite de l'Université libre de Bruxelles

et **Pierre DECOCK**
Ingénieur civil
Chargé de cours à l'Université libre de Bruxelles

Les châpitres 10 et 11 ont été rédigés par ***Lucien MEGNINT****, ingénieur des Arts et Manufactures, ancien Adjoint au Directeur Technique de la société Neyrpic et* ***Georges VERDURAND****, ingénieur des Arts et Manufactures, ancien Directeur Technique des Ateliers Bouvier (actuellement Bouvier Hydro)*

1.	**Généralités. Classification**	B 4 405 -	2
2.	**Types d'aménagements hydroélectriques**	—	2
2.1	Aménagement par dérivation	—	2
2.2	Aménagement par retenue	—	3
2.3	Comparaison de la dérivation et de la retenue	—	4
2.4	Aménagements mixtes	—	4
3.	**Capacité d'accumulation des aménagements hydroélectriques**	—	5
4.	**Aménagement d'ensemble d'une vallée de montagne**	—	5
4.1	Généralités	—	5
4.2	Exemple d'aménagement d'une vallée avec station de transfert d'énergie par pompage	—	5
5.	**Aménagement conjugué de plusieurs vallées**	—	8
5.1	Cas de deux vallées confluentes	—	8
5.2	Cas de trois vallées	—	8
6.	**Aménagements de chutes moyennes**	—	10
6.1	Complexe de la Baie James (Québec-Canada)	—	10
6.2	Aménagement de Tarbela sur l'Indus (Pakistan)	—	12
7.	**Aménagements de basses chutes**	—	14
7.1	Centrales de dérivation	—	14
7.2	Centrales de rivière	—	15
8.	**Usines marémotrices**	—	15
8.1	Énergie des marées	—	15
8.2	Exploitation de l'énergie des marées	—	15
8.3	Usine marémotrice de la Rance	—	16
8.4	Projet d'usine marémotrice de la Severn (Grande-Bretagne)	—	17
9.	**Centrales d'accumulation par pompage**	—	19
10.	**Centrales mixtes d'accumulation par pompage (step mixtes)**	—	21
11.	**Installations à buts multiples**	—	22
Références bibliographiques		—	22

Les définitions et bases fondamentales sur lesquelles nous nous appuierons pour cette étude ont été exposées dans l'article ***Théorie générale des turbomachines*** *[B 4 400] dans le présent traité.*

Le lecteur se reportera également utilement à l'article ***Turbines hydrauliques : description et évolution*** *[B 4 407] pour les caractéristiques des différents types de turbines.*

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

1. Généralités. Classification

Énergie hydraulique brute

Considérons un cours d'eau de profil en long AB (figure 1). La puissance dissipée par le cours d'eau de A à B, P_b ou *puissance hydraulique brute*, est égale à :

$$P_b = \rho q_V E_b = \rho q_V g H_b \quad \text{(en W)} \qquad (1)$$

avec E_b (J/kg) *énergie massique brute* associé à H_b et égale à gH_b,

H_b (m) différence de niveau géométrique entre les points A et B, appelée *hauteur de chute brute* entre ces points,

g (m/s^2) accélération due à la pesanteur, soit 9,81 m/s^2,

q_V (m^3/s) débit-volume du cours d'eau ou *débit disponible* de celui-ci,

ρ (kg/m^3) masse volumique de l'eau, soit 1 000 kg/m^3.

Avec les mêmes unités que précédemment la puissance hydraulique brute vaut encore :

$$P_b = 9{,}81 q_V H_b \quad \text{(en kW)} \qquad (2)$$

La puissance hydraulique brute des cours d'eau, qui dans la nature est constamment dissipée sous forme de chaleur, peut être mise en valeur. C'est le *rôle des aménagements hydroélectriques* dont le but est de transformer la plus grande partie de l'énergie hydraulique brute en énergie mécanique d'abord, en énergie électrique ensuite.

Le principe de l'aménagement d'une chute d'eau est précisé à la figure 1 ; idéalement, il consiste à canaliser l'eau en lui conservant autant que possible son énergie de position (canalisation quasi horizontale), et ce depuis l'endroit A choisi pour le captage jusqu'à la verticale C de l'endroit B choisi pour la restitution des eaux ; de C à B, l'eau parcourt une canalisation voisine de la verticale ou *conduite forcée* dans laquelle l'énergie de position est transformée en énergie de pression utilisable en B pour actionner une turbine hydraulique entraînant un alternateur.

Énergie hydraulique disponible

La *puissance disponible* à la turbine hydraulique, définie dans l'article *Théorie générale des turbomachines* [B 4 407], est égale à :

$$P = \rho q_V E = \rho q_V g H \quad \text{(en W)} \qquad (3)$$

avec E (J/kg) énergie massique *disponible*,

H (m) hauteur énergétique correspondante, que l'on appelle souvent *hauteur de chute nette*.

La différence entre les énergies massiques brute E_b et disponible E représente les pertes de charge massique des ouvrages constituant l'aménagement hydroélectrique, à l'exclusion de la turbine hydraulique proprement dite. En désignant par $(E_f)_{am}$ ces pertes de charge, on peut écrire :

$$(E_f)_{am} = E_b - E = g\,(H_b - H) \qquad (4)$$

Classification des centrales hydroélectriques

Usuellement, les centrales hydroélectriques sont classées en *fonction de la hauteur de chute brute*. Nous distinguerons ainsi :

— les **usines de montagne** établies sur des torrents et des rivières à forte pente, utilisant des *hauteurs de chute moyennes ou élevées* (de quelques dizaines de mètres jusqu'à plus de mille mètres dans les cas extrêmes) et des *débits faibles ou modérés* (de quelques m^3/s à quelques dizaines de m^3/s) ;

— les **usines de plaine** établies sur des rivières navigables ou flottables à pente douce ou très douce, utilisant des *hauteurs de chute faibles* (de quelques mètres à quelques dizaines de mètres) et des *débits qui peuvent être considérables* (plusieurs centaines de m^3/s).

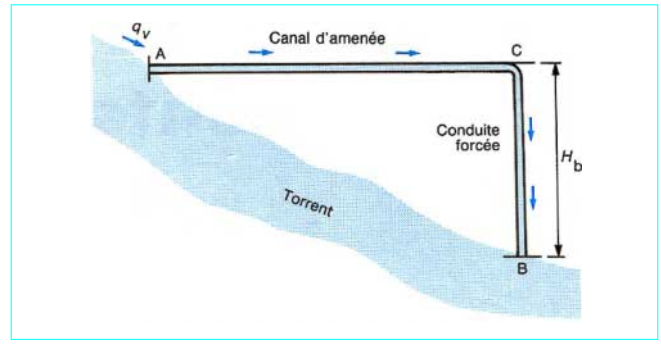


Figure 1 – Aménagement d'une chute : principe

Nous citerons encore ici pour être complets :

— les **usines marémotrices** dont l'objet est la récupération de l'énergie des marées ; leur fonctionnement s'apparente à celui des usines de plaine ;

— les **centrales hydroélectriques de pompage** dont l'objet est la mise en réserve sous forme d'énergie hydraulique de l'énergie électrique produite en période creuse et la restitution de cette énergie en période de pointe ; leur fonctionnement s'apparente à celui des usines de montagne.

2. Types d'aménagements hydroélectriques

Les schémas d'aménagements hydroélectriques réalisés dépendent essentiellement des circonstances locales et sont d'une extrême diversité. Tous cependant peuvent être ramenés à deux types fondamentaux dont ils sont des variantes ou des combinaisons : l'aménagement par dérivation et l'aménagement par retenue.

2.1 Aménagement par dérivation

Principe

Considérons un torrent dont on désire récupérer l'énergie hydraulique brute (figure 2). On interrompt le cours naturel de l'eau en construisant au travers du torrent un barrage de faible hauteur appelé *barrage de dérivation* et on oblige ainsi le torrent à s'engager dans un *canal de dérivation* ou *canal d'amenée* par une prise d'eau située immédiatement en amont du barrage.

Le canal de dérivation est faible pente, soit environ un mètre par kilomètre. Il suit donc à peu de chose près la ligne de niveau correspondant à l'altitude de la prise d'eau et aboutit ainsi à une **chambre de mise en charge** en un point de la montagne dominant l'usine hydroélectrique. Un exemple de chambre de mise en charge est donné à la figure 2.

Entre la chambre de mise en charge et l'usine, une ou plusieurs conduites forcées en acier soudé, frettées ou autofrettées pour les hautes chutes (cf. article *Aciers à outil* [M 330] dans le traité Matériaux métalliques), suivent la ligne de plus grande pente. Lorsqu'il y a plusieurs conduites forcées, celles-ci aboutissent à un **collecteur** (figure 3***a***). Les turbines hydrauliques situées dans l'usine sont alimentées, à partir de la conduite forcée ou du collecteur selon le cas, par des **embranchements** de forme appropriée comme l'indique l'exemple de la figure 3***b***. À la sortie des turbines, l'eau est restituée au lit du torrent par un *canal de fuite*.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

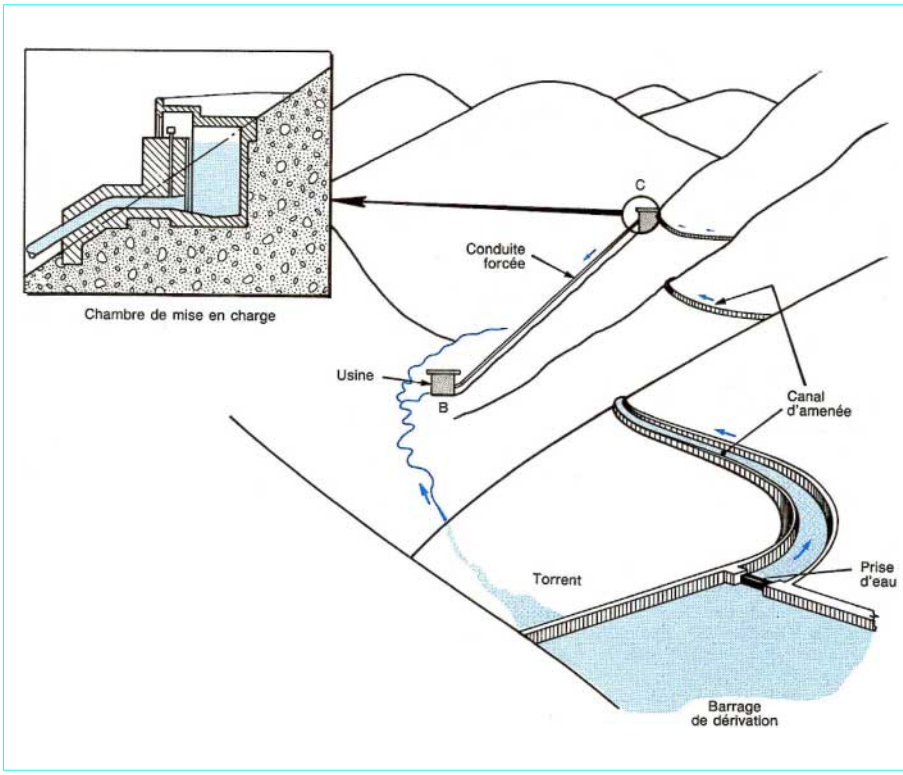


Figure 2 – Aménagement par dérivation

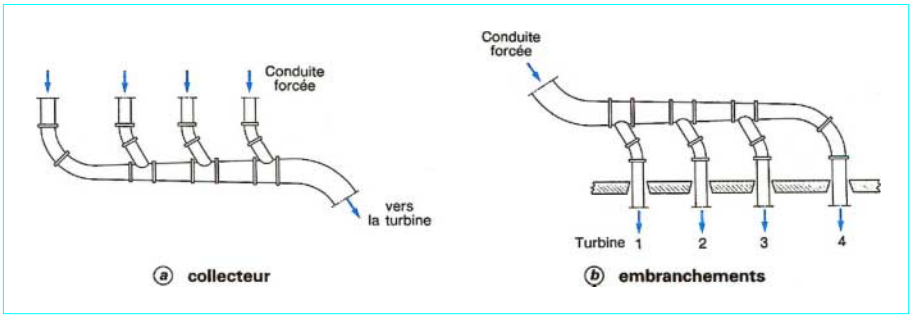


Figure 3 – Collecteur de conduites forcées et embranchements pour l'alimentation des turbines

Variantes

Au lieu d'un *canal de dérivation à ciel ouvert*, il est souvent préférable d'utiliser un **canal en tunnel**. Le tunnel est à écoulement libre ou en charge. Dans ce second cas, la chambre de mise en charge est supprimée, la jonction entre le tunnel et la conduite forcée s'effectuant directement ; pour les tunnels et conduites de grandes longueurs cependant, pour lesquels des coups de bélier dangereux sont à craindre, on prévoira une *cheminée d'équilibre*. La solution du tunnel en charge a l'avantage de donner une réponse très rapide aux éventuels appels d'eau consécutifs à une variation de la puissance produite aux turbines.

On trouve également des aménagements par dérivation entièrement souterrains. Un exemple d'usine souterraine est donné à la figure 4. La conduite forcée est remplacée par un *puits forcé* creusé dans la montagne même ; la centrale est souterraine et la restitution des eaux s'effectue par un *canal de fuite souterrain.*

2.2 Aménagement par retenue

Contrairement aux aménagements par dérivation (§ 2.1), dans les aménagements par retenue, le **cours d'eau est maintenu dans son lit**. On établit au travers de ce lit un barrage appelé **barrage d'exhaussement** et on crée de ce fait une réserve d'eau retenue entre les flancs de la vallée. On supprime ainsi l'écoulement sur le fond irrégulier du cours d'eau et l'on donne à ce dernier une section transversale plus grande.

La figure 5 illustre le principe de l'aménagement par retenue. En C, l'eau pénètre dans des *tours de prise d'eau* adossées au barrage et dont la section est le plus souvent semi-circulaire. À la base de l'ouvrage, l'eau traverse le corps du barrage par un ou plusieurs conduits alimentant l'usine disposée au pied en aval, dite *usine de pied de barrage.* La restitution des eaux se fait directement à la rivière qui reprend son cours.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

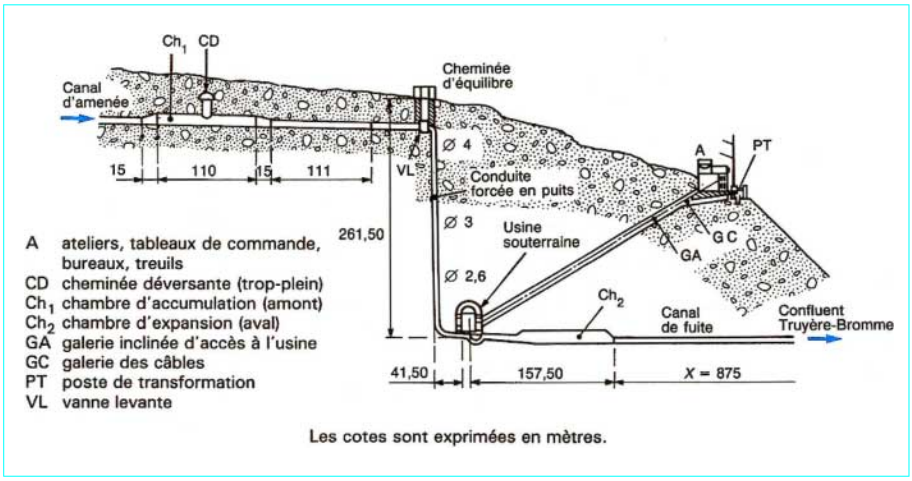


Figure 4 – Usine souterraine de Brommat
(doc. EDF)

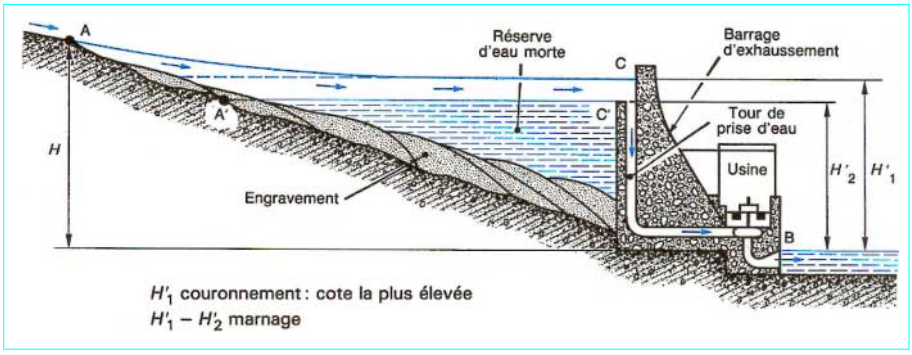


Figure 5 – Aménagement par retenue : barrage et usine à éclusées

2.3 Comparaison de la dérivation et de la retenue

Les très hautes chutes correspondent toujours à un aménagement par dérivation. En effet, les possibilités techniques limitent la hauteur des barrages d'exhaussement à environ 300 m ; par exemple, 284 m à la Grande Dixence, en Suisse (§ 5.2).

Lorsque les deux systèmes, dérivation ou retenue, sont possibles, le choix doit être basé sur une étude technique et financière complète. *L'aménagement par dérivation est développé en longueur* ; il a l'avantage d'éviter la construction d'un énorme barrage mais il nécessite la construction de longues conduites forcées. Au contraire, *l'aménagement par retenue est concentré au droit du barrage* et évite les conduites forcées puisque les tours de prise d'eau sont noyées dans la retenue. Souvent, les conditions géologiques sont prépondérantes dans le choix du type d'aménagement.

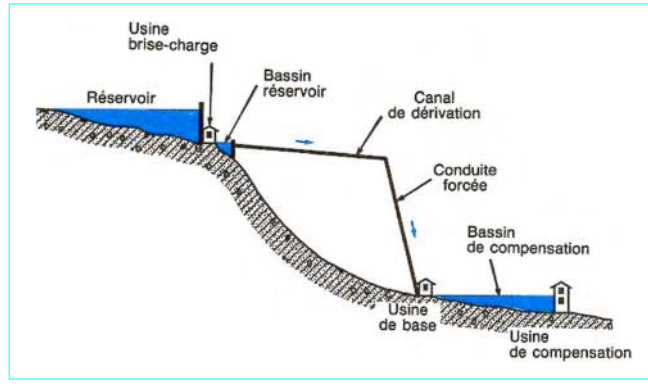


Figure 6 – Aménagement mixte : principe

2.4 Aménagements mixtes

Lorsque les circonstances géologiques le permettent, il peut y avoir avantage à utiliser conjointement les aménagements par retenue et par dérivation (figure **6**).

Ainsi, lorsqu'il existe des gorges étroites auxquelles succède une vallée allant en s'évasant, on peut créer une retenue en construisant un barrage au débouché des gorges et poursuivre par un aménagement en dérivation jusqu'à la centrale. Souvent, au pied du barrage, on installe une usine dite *usine brise-charge* qui utilise l'eau de la retenue et la remet détendue à l'entrée du tunnel de dérivation de l'*usine de base* qui fait suite.

Une autre possibilité se présente lorsque le cours d'eau circule dans une cuvette spacieuse à faible pente et fermée par un resserrement prononcé de la vallée. Un barrage d'exhaussement (§ 2.2), construit au droit du resserrement, permet alors la création d'un lac alimentant un aménagement par dérivation. L'éventuelle usine construite à la base du barrage est appelée dans ce cas *usine de pied de lac.*

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

3. Capacité d'accumulation des aménagements hydroélectriques

Le fonctionnement des centrales hydroélectriques doit pouvoir être modulé selon la charge du réseau sur lequel les alternateurs sont raccordés. En outre, le régime des cours d'eau dont on récupère l'énergie hydraulique est le plus souvent saisonnier. Pour ces raisons, il est en général utile de disposer, dans les aménagements hydroélectriques, d'une certaine capacité de mise en réserve de l'eau non directement turbinée. Selon l'importance de cette capacité, on distingue les usines au fil de l'eau, les usines à éclusées et les usines à réservoir.

Les **usines au fil de l'eau** sont caractérisées par une *capacité d'accumulation nulle ou en tout cas très faible.* La figure 2 correspond à une usine au fil de l'eau. Toute l'eau qui n'est pas immédiatement orientée vers les turbines s'écoule par des *déversoirs* ou des *évacuateurs de trop-plein* dans le lit naturel du torrent ; son énergie est irrémédiablement perdue.

Les **usines à éclusées** comportent une *capacité d'accumulation permettant de moduler le débit turbiné au cours d'une ou plusieurs journées.* Dans l'aménagement par retenue illustré par la figure 5, par exemple, si les tours de prise d'eau affleurent la cote de C′, la tranche CC′ constitue une réserve d'eau utilisable pour augmenter temporairement la puissance fournie par l'usine de pied de barrage ; on peut ainsi ajouter un débit supplémentaire au débit naturel de la retenue et mettre en marche des turbines de réserve. L'épaisseur de la tranche CC′, soit $(H'_1 - H'_2)$ sur la figure 5, porte le nom de *marnage.*

Les **usines à réservoir** sont associées à des barrages établis dans le *but de constituer des réserves d'eau très importantes* dont le remplissage, comme le vidage d'ailleurs, peuvent durer des semaines ou même des mois. Dans l'aménagement mixte illustré par la figure 6 par exemple, l'usine brise-charge est du type à réservoir. L'établissement de réservoirs se justifie notamment en haute montagne : l'eau provenant de la fonte des neiges et des glaciers est accumulée pendant les mois de printemps et d'été ; elle sera ultérieurement turbinée pendant les mois d'automne et d'hiver.

Il est bien évident que les distinctions entre usines au fil de l'eau, à éclusées et à réservoir, ne sont pas strictes. Les limites entre ces diverses appellations sont en fait conventionnelles.

EDF **classe les usines hydrauliques d'après le temps de remplissage des réservoirs**, ce temps étant défini comme le quotient du volume de la tranche utile (m^3) par le débit horaire moyen du cours d'eau (m^3/h). Ce classement est le suivant :

— *usines au fil de l'eau* : moins de 2 h ;
— *usines à éclusées* : entre 2 et 100 h ;
— *usines à réservoir* : plus de 100 h.

On utilise aussi la terminologie de réservoir journalier, hebdomadaire ou saisonnier, qui parle d'elle-même.

Le fonctionnement des usines à éclusées ou à réservoir implique des variations de débit en aval des aménagements qui peuvent être considérables. Lorsqu'il en est ainsi, il faut établir en aval de ces usines un *bassin de compensation* (figure 6) dont le rôle est, d'une part, de retenir les lâchures faites par l'usine au moment des éclusées et, d'autre part, de donner de l'eau en aval lorsque le remplissage de la réserve diminue par trop le débit du cours d'eau.

Les débits sortant du bassin de compensation ont une certaine hauteur créée par le barrage de ce bassin. Aussi ce barrage comporte-t-il généralement une centrale appelée **usine de compensation** qui turbine les eaux restituées par le bassin à la rivière. Ainsi, comme le montre d'ailleurs l'exemple de la figure 6, une usine à éclusées fonctionne en général en tandem avec une usine de compensation.

Signalons pour conclure, le cas particulier de l'aménagement des grands fleuves où l'on constitue des biefs successifs séparés par des usines à éclusées en cascade, chaque usine faisant en fait office d'usine de compensation pour celle qui la précède.

4. Aménagement d'ensemble d'une vallée de montagne

4.1 Généralités

Un premier exemple d'aménagement d'une vallée de montagne est illustré par la figure 6, comportant un ensemble de trois usines se faisant suite : une usine brise-charge, une usine de base et une usine de compensation.

Plus généralement, lorsque la vallée le permet, d'autres usines s'intercalent entre l'usine de base et l'usine de compensation. On constitue ainsi un **chapelet d'usines**, disposées en série, dont un exemple est schématisé sur la figure 7. Chaque usine reçoit les eaux turbinées par l'usine précédente auxquelles s'ajoutent celles apportées par les affluents intermédiaires de la vallée.

Lorsque le réservoir de tête n'effectue aucune lâchure, l'usine brise-charge et l'usine de base sont arrêtées tandis que les usines suivantes turbinent les eaux provenant des affluents.

4.2 Exemple d'aménagement d'une vallée avec station de transfert d'énergie par pompage

Prenons l'exemple détaillé de l'aménagement de l'Eau d'Olle (France) qui prend sa source à proximité du col de la Croix de Fer et s'écoule entre les deux massifs cristallins de Belledonne en rive droite et des Grandes Rousses en rive gauche, pour rejoindre la Romanche à 7 km en aval de Bourg-d'Oisans (figure 8). Les apports naturels (fonte des neiges, pluies) du bassin versant de l'Eau d'Olle sont reçus et stockés dans la cuvette fermée par le barrage de Grand'Maison. Le complément de remplissage annuel de la retenue est assuré par le pompage des hautes eaux de printemps du bassin inférieur créé par le barrage du Verney vers le réservoir supérieur. Les eaux stockées de la retenue supérieure sont turbinées en heures pleines par les centrales de Grand'Maison, implantées au lieu-dit Le Verney.

À l'installation gravitaire classique (628 MW) se superpose ainsi une puissante station de transfert d'énergie par pompage, permettant des échanges journaliers, hebdomadaires et saisonniers entre les bassins supérieur et inférieur.

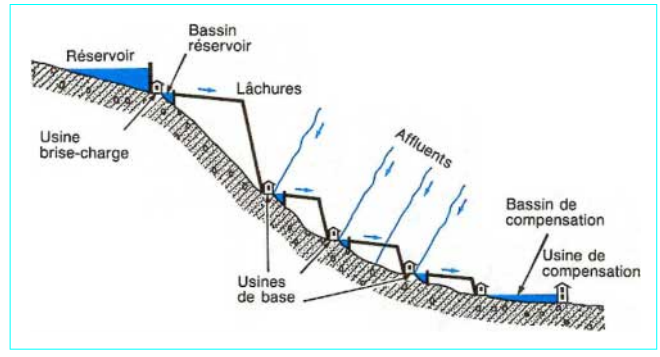


Figure 7 – Aménagement d'une vallée : chapelet d'usines

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

4.2.1 Hydrologie, puissances et productibilités

Hydrologie

au barrage de Grand'Maison (retenue principale)	**au barrage du Verney** (bassin complémentaire)
Bassin versant naturel ..... 50 km^2	Bassin versant intermédiaire ..... 109,5 km^2
Apports moyens annuels (dont 87 d'avril à septembre) ..... 105 hm^3	Apports moyens annuels (dont 95 d'avril à septembre) ..... 140 hm^3
Débit maximal de l'évacuateur de crue de surface à la cote des plus hautes eaux (PHE) ..... 65 m^3/s	Débit maximal de l'évacuateur de crue de surface aux PHE ..... 180 m^3/s
Débit maximal de la vidange de fond aux PHE ..... 100 m^3/s	Débit maximal de chaque vidange de fond à retenue normale ..... 108 m^3/s
	Volume correspondant au débit réservé de 2 m^3/s à la centrale d'Oz ..... 63 hm^3
1 hm^3 = 1 million de m^3.	

Puissances et productiblités

Hauteurs de chute	**Débits**
Niveaux de la retenue supérieure de Grand'Maison . 1 695 à 1 590 NGF (1)	Débit maximal turbiné (avec 12 groupes) ..... 217 m^3/s
Niveaux de la retenue inférieure du Verney..... 768,5 à 740 NGF (1)	Débit maximal pompé (avec 8 groupes)..... 135 m^3/s
Hauteur de chute nominale 1 695-768,5 ..... 926,5 m	Débit moyen en heures de pointe (172 h) ..... 201 m^3/s
Puissances	Débit moyen en heures pleines d'hiver (1 800 h) ..... 83 m^3/s
Puissance nominale installée..... 1 820 MW	**Productibilités**
Puissance maximale produite avec les 12 groupes en turbine (P max. 1 h) ..... 1 690 MW	Productibilité totale d'énergie annuelle..... 1 420 GWh dont 215 GWh dus aux apports naturels et 1 205 GWh dus au pompage
Puissance maximale absorbée par les 8 turbines-pompes ..... 1 275 MW	Consommation totale annuelle d'énergie pour le pompage ..... 1 720 GWh
Puissance de pointe (172 h)..... 1 420 MW	Productibilité normative (1 420 + 1 720)..... 3 140 GWh
Puissance garantie (1 800 h) ..... 654 MW	Bilan énergétique moyen annuel ..... – 300 GWh
(1) NGF : les cotes d'altitude sont rattachées au Nivellement Général de la France.	

4.2.2 Barrage de Grand'Maison

— Capacité maximale du réservoir ..... 140 hm^3
— Capacité vidangeable (à la cote 1 575 NGF) ..... 139,2 hm^3
— Capacité utile (pour la cote minimale d'exploitation 1 590) ..... 134,8 hm^3

Le barrage du type poids est implanté à 1 700 m d'altitude ; il comporte au centre un noyau vertical étanche large de plus de 100 m à sa base. La stabilité de ce noyau est assurée par des enrochements et des remblais à l'amont et à l'aval. Les enrochements proviennent d'une carrière créée en rive gauche aval du barrage ; les éboulis ont été prélevés en amont de l'ouvrage et les terres à noyau ont été extraites du gîte de la Cochette.

Une galerie dite *périmétrale* a été percée sous le noyau dans le rocher pour permettre les injections, les drainages et l'exécution des contrôles en cours d'exploitation.

Tous les ouvrages de prise d'eau, vidange de fond, évacuateur de crue de surface, ainsi que le bâtiment de surveillance sont implantés dans l'appui rive gauche.

— Hauteur au-dessus du terrain naturel ..... 140 m
— Hauteur au-dessus des fondations..... 160 m
— Longueur en crête ..... 550 m
— Largeur à la base ..... 630 m env.
— Volume du noyau étanche ..... 1,85 hm^3
— Volume des enrochements ..... 4,1 hm^3
— Volume total de l'ouvrage..... 12,4 hm^3

4.2.3 Ouvrages d'amenée

La figure **9** donne le profil en long de l'aménagement.

Galerie en charge

Elle est protégée en amont par 2 vannes plates (type wagon) sous carter, de 3,60 × 5,60 m en série, permettant de couper en charge la totalité du débit, soit 217 m^3/s. Cette galerie, longue de 7 100 m a été percée en section circulaire de 7,70 m de diamètre à l'aide d'un tunnelier, puis revêtue d'un anneau de béton de 0,30 à 0,40 m d'épaisseur suivant la résistance du terrain. La fenêtre d'attaque principale, implantée à la Villette (au-dessus de Vaujany) a permis le percement d'un tronçon vers l'amont et d'un autre vers l'aval. En amont de la cheminée d'équilibre, l'étanchéité est assurée par un blindage métallique sur 250 m de longueur.

Cheminée d'équilibre

Placée à la jonction de la galerie d'amenée et des 3 conduites forcées, elle est entièrement blindée sur ses 200 m de hauteur. D'un diamètre constant de 10 m, elle comporte cependant un rétrécissement à sa base formant diaphragme.

Conduites forcées

Au nombre de 3, de même diamètre et d'une masse totale de 12 500 t, elles desservent :

— pour deux d'entre elles, 3 turbines-pompes et 1 turbine Pelton ;
— pour la troisième, 2 turbines-pompes et 2 turbines Pelton.

Chacune de ces conduites métalliques de 3 m de diamètre et de 1 730 m de longueur est placée dans un puits de 1 450 m de longueur incliné à 56 %, auquel fait suite une partie horizontale. Un quatrième puits, de service et de drainage, a été foré également au tunnelier parallèlement aux 3 puits de conduites forcées. Chaque conduite forcée est protégée par une vanne plate (type wagon) de 2,35 × 3,00 m sous carter, permettant de couper la totalité du débit.

4.2.4 Centrales de Grand'Maison

L'une *« extérieure »* est équipée de 4 groupes à turbines Pelton.

L'autre *« souterraine »*, implantée 70 m plus bas dans le rocher, comporte 8 groupes turbines-pompes (réversibles).

La liaison entre les deux centrales se fait par des puits verticaux (barres et câbles de puissance et de contrôle, exhaure, ventilation, accès du personnel et du matériel).

La chambre des robinets haute pression des turbines-pompes, isolée de la centrale souterraine par une porte étanche, est reliée au canal de fuite des turbines Pelton par une galerie à 12 % de pente, dite de sécurité, destinée à évacuer un éventuel débit de fuite important.

— Volume total des excavations des ouvrages souterrains nécessaires pour les 2 centrales..... 105 000 m^3
— Volume total de béton mis en œuvre pour leur réalisation ..... 45 000 m^3

Un bâtiment d'exploitation, adjacent à la centrale extérieure, contient les bureaux, ateliers et magasins.

Un poste extérieur au même niveau reçoit les transformateurs et les départs de lignes 400 kV.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

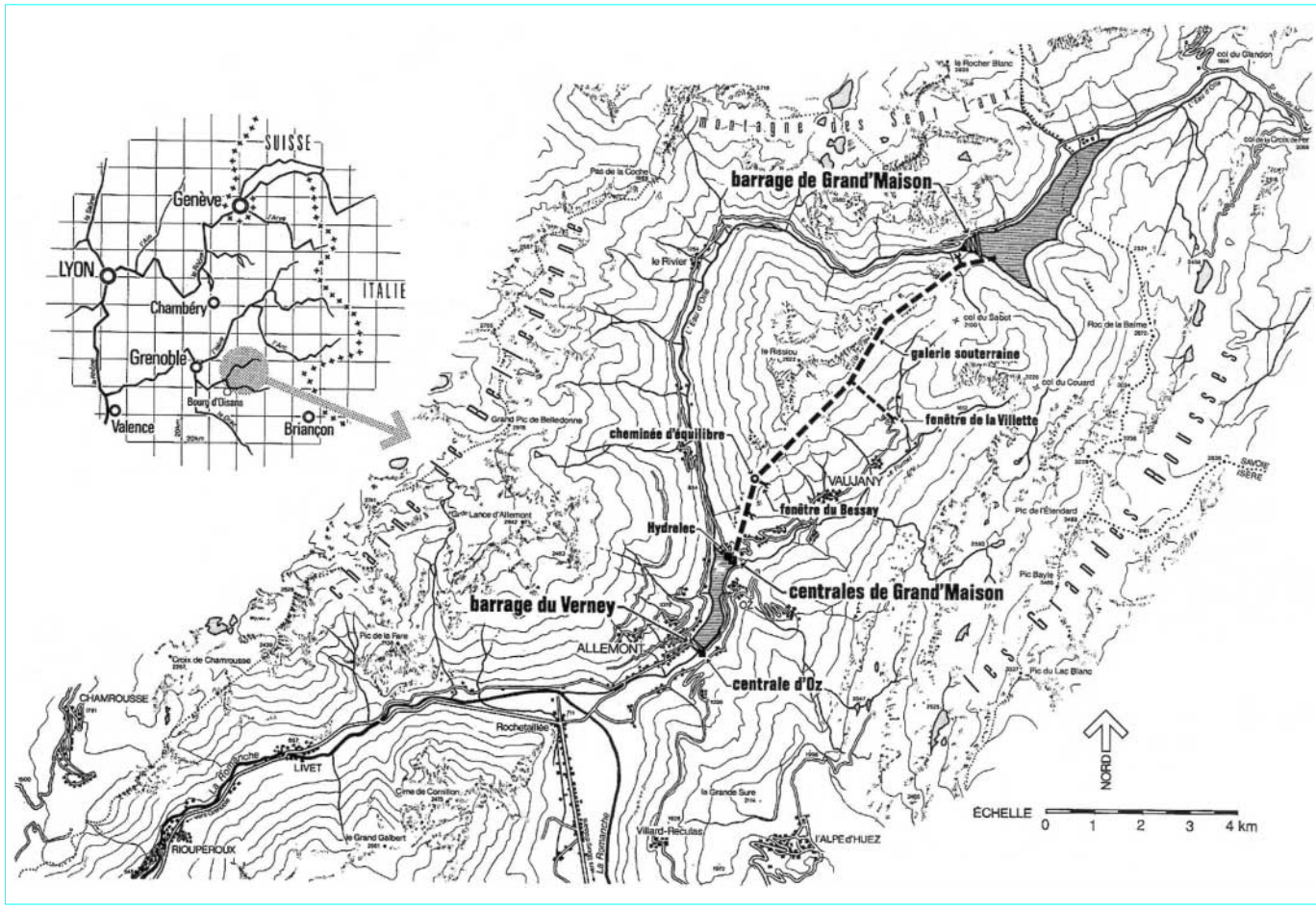


Figure 8 – Situation des ouvrages de l'aménagement de Grand'Maison (doc. EDF, GRPH Alpes)

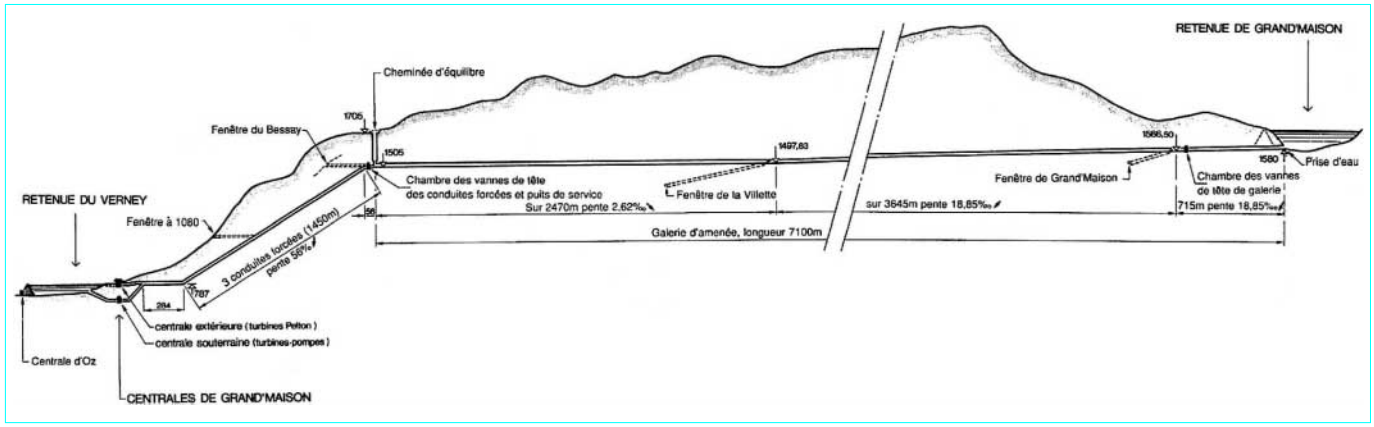


Figure 9 – Profil en long de l'aménagement de Grand'Maison (doc. EDF, GRPH Alpes)

Centrale extérieure

Équipée de 4 groupes classiques, chacun d'eux comprend :

— 1 vanne sphérique (de garde du groupe) d'un diamètre de 1,30 m ;

— 1 turbine Pelton à 5 jets :
- débit 19,5 m^3/s environ correspondant à .....157,1 MW,
- vitesse de rotation .....428,6 tr/min,
- diamètre extérieur de la roue à 20 augets.....3,40 m,

— 1 alternateur, puissance apparente 170 MVA.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

■ **Centrale souterraine**

Équipée de 8 groupes réversibles, chacun d'eux comprend :

— 2 vannes sphériques en série (de garde et de service) d'un diamètre de 1,30 m, placées sur le circuit haute pression ;

— 1 turbine-pompe à 4 étages :

• débit 18 m^3/s en turbine pour une puissance maximale fournie de ..... 149 MW,

• débit 17,8 m^3/s en pompe pour une puissance maximale absorbée de..... 163 MW,

• vitesse de rotation dans les 2 sens.....600 tr/min,

• enfoncement sous le niveau statique minimal aval .....40 m,

• diamètre des roues .....2,235 m,

• puissance absorbée à débit nul, roues noyées ..... 122,3 MW ;

— 1 vanne batardeau de 1,90 × 1,90 m placée à l'aval sur le circuit basse pression permet d'isoler la turbine-pompe par rapport au bassin du Verney ;

— 1 alternateur-moteur, puissance apparente 170 MVA.

Le lancement de la pompe, roues noyées, est réalisé à l'aide d'un groupe à turbine Pelton, dont l'alternateur entraîne celui du groupe réversible jusqu'à la vitesse de synchronisme.

■ **Services auxiliaires**

Un groupe à turbine Pelton des 5 MVA-1 000 tr/min, installé au niveau de la chambre des robinets de l'usine extérieure, assure les services auxiliaires des 2 centrales en cas de disparition des alimentations normales 20 kV issues du poste de la centrale du Verney toute proche.

En dernier recours, un groupe électrogène à moteur Diesel de 1 MVA-380 V, installé à proximité du groupe de 5 MVA, permet le fonctionnement des pompes d'épuisement (exhaure) de la centrale souterraine.

4.2.5 Barrage du Verney

— Capacité maximale du réservoir..... 15,4 hm^3
— Capacité utile (pour la cote minimale d'exploitation 740)..... 14,5 hm^3

Le barrage, du type poids, est implanté à 770 m d'altitude environ. Il est constitué d'une digue en alluvions compactées prélevées sur le site, avec revêtement épais en béton bitumineux placé sur le parement amont de l'ouvrage. L'étanchéité sous le barrage est obtenue par une paroi moulée en béton plastique pénétrant à travers les alluvions et raccordée au revêtement en béton bitumineux.

— Hauteur au-dessus du terrain naturel .....42 m
— Hauteur au-dessus des fondations.....44 m
— Longueur en crête.....430 m
— Largeur à la base.....195m env.
— Volume total de l'ouvrage..... 1,55 hm^3

4.2.6 Centrale d'Oz

Implantée en rive gauche du barrage et permettant de turbiner le débit restitué à l'Eau d'Olle, elle est équipée :

— d'un groupe à turbine Kaplan – puissance 12,9 MVA (11,6 MW) :

• débit nominal ..... 31,5 m^3/s,

• vitesse de rotation .....333,3 tr/min,

• protégé par une vanne papillon de 2,80 m de diamètre ;

— d'un groupe à turbine Francis – puissance 0,78 MVA (0,7 MW) permettant de restituer 2 m^3/s en permanence dans le lit de l'Eau d'Olle.

L'énergie de ces deux groupes est évacuée sur le réseau par l'intermédiaire d'une liaison en câbles.

5. Aménagement conjugué de plusieurs vallées

5.1 Cas de deux vallées confluentes

L'aménagement conjugué de deux vallées confluentes est réalisé par des *usines en Y* (figure **10*a***), c'est-à-dire des usines alimentées par deux dérivations qui confondent leur chambre de mise en charge C et utilisent la même conduite forcée CB alimentant une centrale B située au confluent.

Des difficultés topographiques ou géologiques peuvent conduire à désarticuler les usines en Y comme le montrent les exemples de la figure **10*b***, qui se passent de commentaires.

5.2 Cas de trois vallées

Illustrons l'aménagement conjugué de trois vallées en décrivant succinctement les gigantesques ouvrages hydroélectriques de la Grande Dixence située dans le Valais en Suisse (figure **11**).

Les **eaux utilisées** proviennent des trois bassins suivants :

— toute la vallée de la Viège depuis l'amont de Randa jusqu'à Zermatt ;

— toute la vallée supérieure d'Hérens (Vals de Ferpècle et d'Arolla) ;

— le val de Vouasson qui débouche dans le val d'Hérens.

Ces divers bassins comportent des torrents dont l'eau peut être captée à une cote suffisante pour pouvoir être amenée par écoulement libre jusque dans le bassin d'accumulation. Certains passages sont en siphon. D'autres torrents, en revanche, doivent être pompés de diverses hauteurs, le pompage étant effectué en période de charge creuse.

Le **barrage** de la Grande Dixence est du type barrage-poids ; il a une hauteur de 284 m, ce qui en fait un des plus élevés ; le volume total de la retenue qu'il crée est égal à 400 millions de mètres cubes.

Les **usines alimentées par la retenue** sont les suivantes :

— l'ancienne **usine de Chandoline** équipée de 5 groupes de 37 500 kVA ;

— l'**usine souterraine de Fionnay** (figure **12**) alimentée par un tunnel en charge de 8,58 km de long et de diamètre égal à 4,1 m ; ce tunnel est protégé en tête par une vanne papillon VP_1 de 3 m de diamètre ; il comporte à son extrémité aval une chambre d'équilibre CE_1 de 10 000 m^3 de capacité suivie d'une seconde vanne papillon VP_2 de 3 m de diamètre ; la centrale souterraine est raccordée par un puits forcé PI_1 dont la pente est de 70 % et dont le diamètre varie, d'amont en aval, de 3 m à 2,8 m ; cette centrale comporte six groupes de 55 MW, à axe horizontal, formé chacun de deux turbines Pelton encadrant un alternateur ; chaque turbine est séparée de son branchement sur le puits forcé par une vanne sphérique de 0,65 m de diamètre intérieur ;

— l'**usine souterraine de Nendaz**, alimentée par l'eau sortant de l'usine de Fionnay, amenée par le canal de fuite de cette dernière dans un bassin de compensation BC dont la capacité utile est égale à 175 000 m^3 ; de ce bassin part la galerie d'amenée sous pression à l'usine de Nendaz ; construite en béton coffré, cette galerie a une longueur de 16,25 km et un diamètre de 4,30 m ; elle aboutit à une chambre d'équilibre CE_2 d'où part une conduite forcée CF se raccordant à un puits blindé vertical PV auquel fait suite un puits blindé incliné PI_2 ; la centrale comporte six groupes de 70 MW constitués comme ceux de la centrale de Fionnay.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

Les principales **caractéristiques** de l'ensemble sont les suivantes :

— production brute d'énergie d'été..... 237 GWh ;
— production brute d'énergie d'hiver ..... 1 460 GWh ;
— énergie consommée par le pompage en été..... 284 GWh ;
— énergie consommée par le pompage en hiver ..... 7,8 GWh ;
— puissance des stations de pompage..... 220 MW ;
— puissance des usines de Fionnay et de Nendaz..... 840 MVA ;
— coût total de l'aménagement..... 1 500 MF.

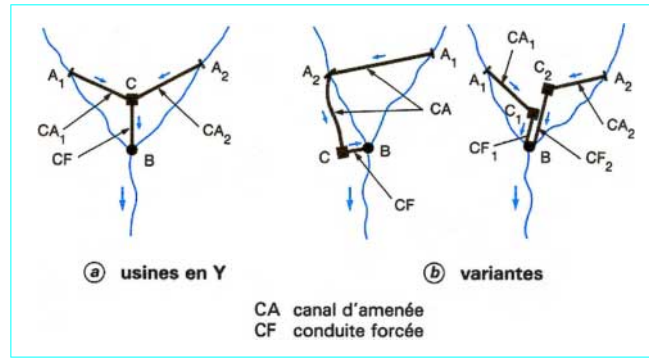


Figure 10 – Aménagement de deux vallées confluentes

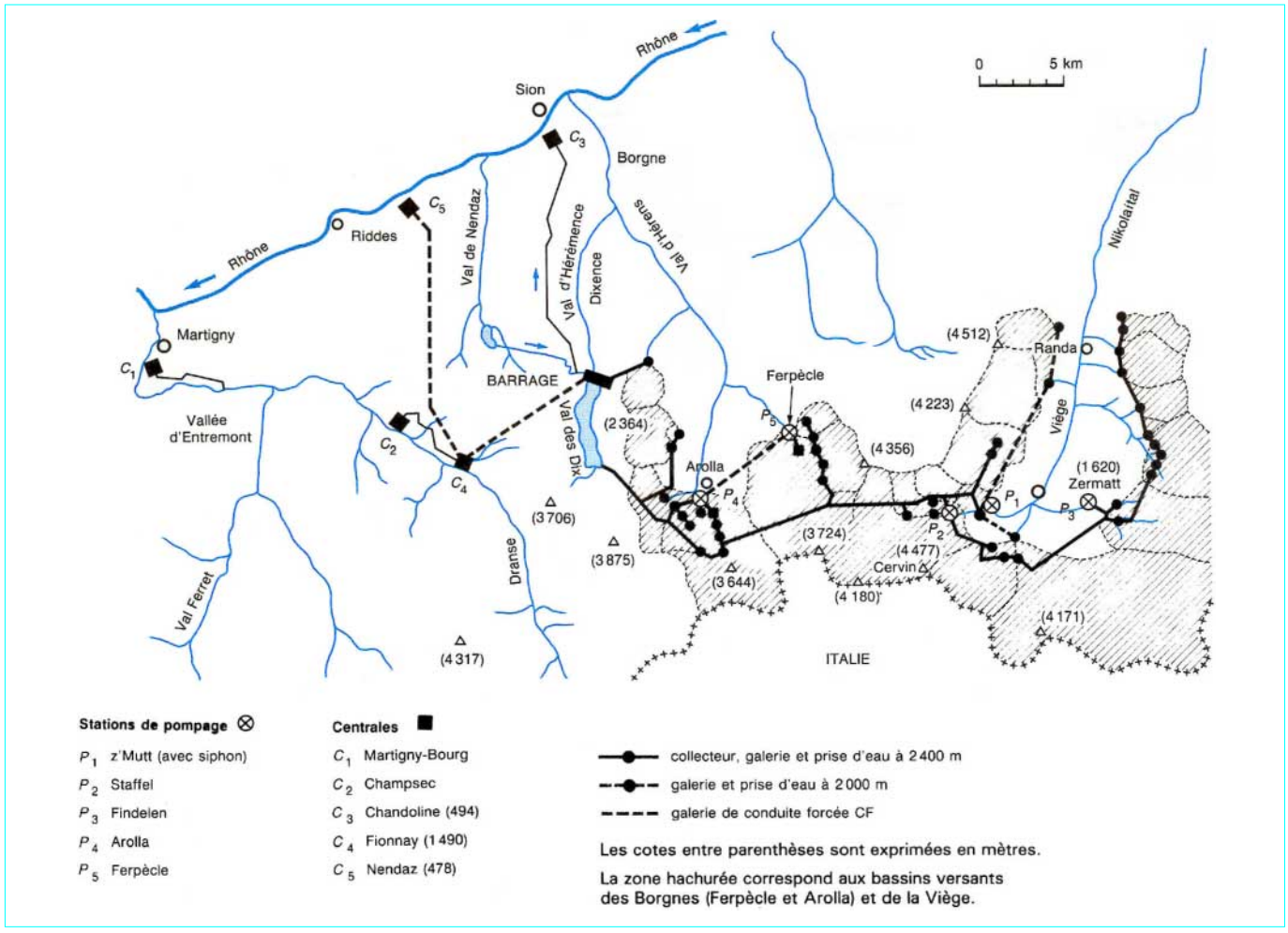


Figure 11 – Aménagement de la Grande Dixence (Suisse) : situation d'ensemble

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

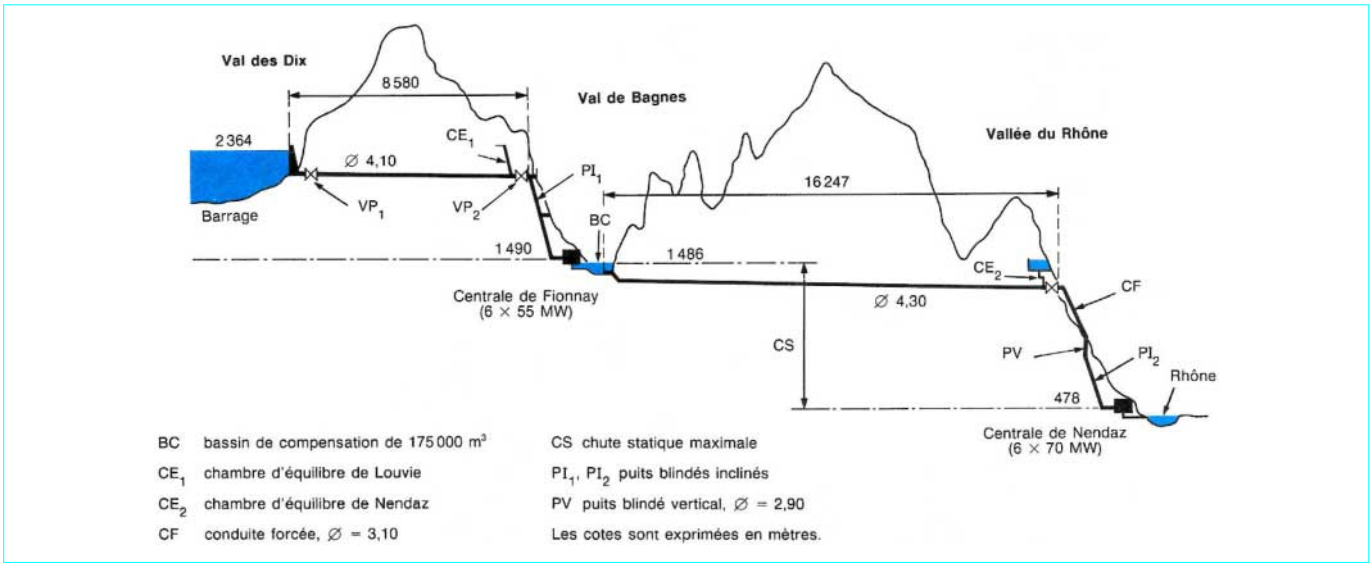


Figure 12 – Chutes de Fionnay et Nendaz : coupe schématique

6. Aménagements de chutes moyennes

6.1 Complexe de la Baie James (Québec-Canada)

Quelques-unes des plus importantes rivières du Québec sillonnent le territoire de la Baie James. Les études ont montré la validité de développer son potentiel énergétique par deux complexes distincts : au nord, le complexe La Grande et, au sud, le complexe NBR combinant l'aménagement des rivières Nottaway, Broadback et de Rupert [2] [3] [4]. Le potentiel hydroélectrique de l'aménagement complet des deux complexes atteint une puissance de 24 500 MW et une production annuelle d'énergie de 129 TWh/an.

■ La **première phase** du complexe La Grande est réalisée. L'aménagement du complexe s'articule autour de La Grande Rivière, sur laquelle trois centrales sont construites et dont le débit est augmenté par deux détournements, celui des rivières Eastmain et d'Opinaca au sud et celui de la rivière Caniapiscau à l'est (figure **13**). Le bassin hydrographique aménagé couvre une superficie de 175 295 km^2 (y compris les bassins détournés).

Les principales caractéristiques de l'aménagement sont regroupées dans le tableau **1**.

L'aménagement de **La Grande 2**, situé à quelque 112 km de l'embouchure de La Grande Rivière, comporte une centrale souterraine de 5 328 MW, ce qui en fait la puissante usine hydroélectrique au Canada. La centrale comprend 16 groupes Francis alimentés par des conduites forcées individuelles à partir d'une prise d'eau située dans une vallée secondaire. La hauteur de chute de 137 m est créée par l'intermédiaire d'un barrage en enrochements de 162 m de hauteur. Un réseau de 29 digues complète la retenue. L'évacuateur de crues, situé à l'extrémité droite du barrage principal, est conçu pour transiter 16 280 m^3/s. La restitution se fait par un canal en cascades.

Le site de l'aménagement de **La Grande 3**, situé à environ 238 km de l'embouchure, est caractérisé par la présence d'une île rocheuse qui divise la rivière en deux bras. L'évacuateur de crues est implanté au centre de l'île et sert, pour ainsi dire, de trait d'union entre les sections nord et sud du barrage. Une série de 67 digues complète la fermeture du réservoir. La centrale, en rive gauche, est aménagée en surface dans une tranchée profonde ; elle abrite 12 groupes, chacun alimenté par une conduite forcée souterraine. La prise d'eau est intégrée au barrage. Du type saut-de-ski, l'évacuateur de crues est conçu pour un débit de 10 000 m^3/s.

L'aménagement de **La Grande 4**, qui constitue l'usine de tête du complexe La Grande et reçoit dans sa retenue les eaux détournées du bassin versant de la rivière Caniapiscau, est situé à 463 km de la Baie James. Tous les ouvrages sont implantés en rive gauche de la rivière. Le barrage principal, d'une hauteur maximale de 125 m, verrouille une vallée encaissée ; un réseau de 10 digues complète la fermeture. La centrale, installée en surface dans une excavation profonde, abrite 9 groupes turboalternateurs ; chaque groupe est alimenté par une conduite forcée, à partir d'une prise d'eau située dans le réservoir, à 50 m en amont de l'axe du barrage. L'évacuateur de crues, d'une capacité maximale de 7 335 m^3/s, est du type saut-de-ski. Les caractéristiques des turbines sont indiquées dans le tableau **2**.

L'énergie produite par les trois centrales du complexe est transportée vers les centres de consommation par un réseau de 5 lignes à 735 KV.

La réalisation des ouvrages du complexe de La Grande s'est étendue sur une période de 12 ans et s'est terminé en décembre 1985. Le coût total de la réalisation, incluant les intérêts pendant la construction, a atteint 13,7 milliards de dollars canadiens, se répartissant comme suit :

— ouvrages hydrauliques et infrastructures : 10,6 milliards de dollars ;

— réseau de transport d'énergie : 3,1 milliards de dollars.

Les intérêts intercalaires, inclus dans les chiffres cités, se montent à 3,5 milliards de dollars canadiens, soit 25 % de l'investissement global.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

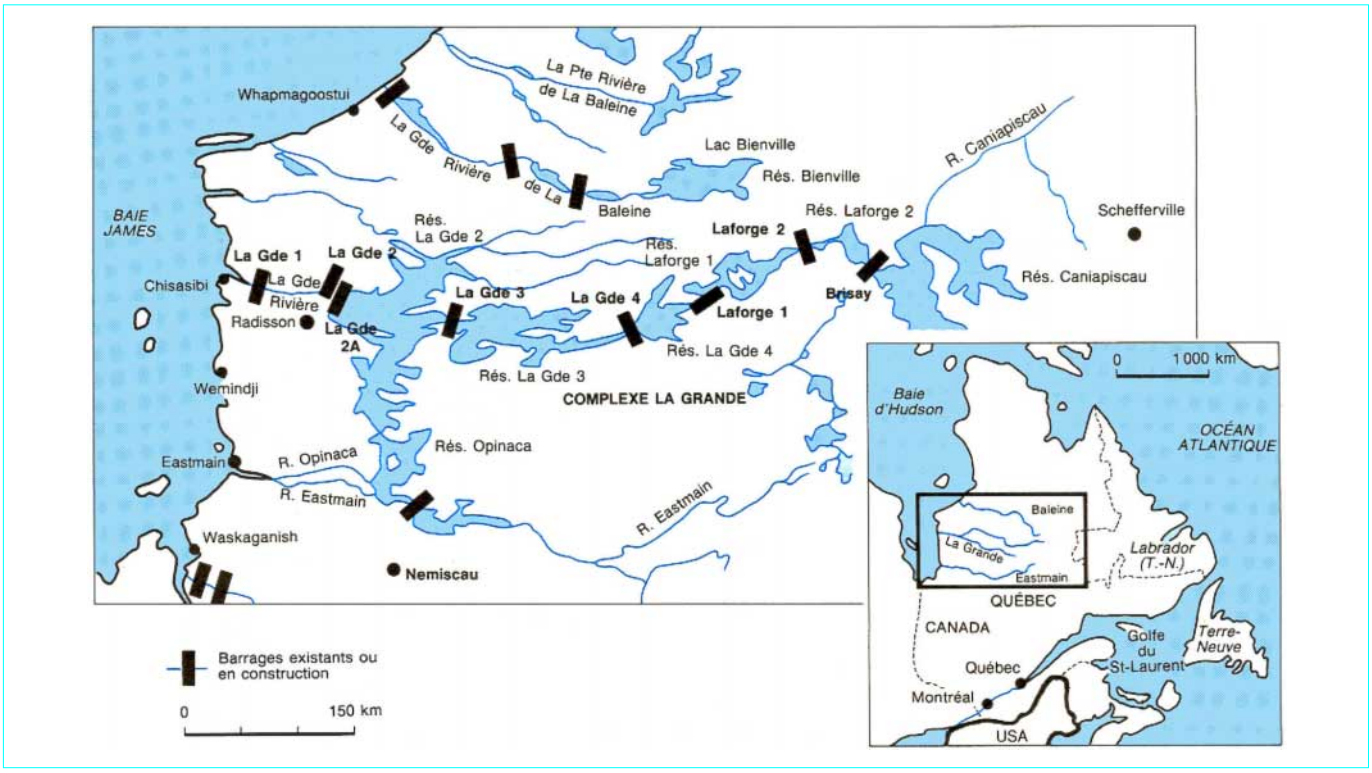


Figure 13 – Première et deuxième phases du complexe hydroélectrique de La Grande Rivière (Québec-Canada)

Tableau 1 – Caractéristiques principales du complexe La Grande (première phase)

Projet	Niveau max. (m)	Niveau min. (m)	Réserve utile (millions de m³)	Superficie du réservoir (niveau maximal) (km²)	Nombre de groupes	Puissance installée (MW)	Énergie annuelle (TWh)	Facteur d'utilisation (%)	Débit d'équipement (1) (m³/s)
La Grande 2	175,3	167,6	19 365	2 835	16	5 328	35,8	80	4 300
La Grande 3	256,0	243,8	25 200	2 420	12	2 304	12,3	62	3 262
La Grande 4	377,0	366,0	7 160	765	9	2 650	14,1	59	2 520
Détournements :									
Réservoir Caniapiscau	535,5	522,6	39 070	4 275	–	–	–	–	1 130
Réservoir Opinaca	215,8	211,8	3 395	1 040	–	–	–	–	1 980
Total			94 190	11 335	37	10 282	62,2		

(1) Pour les détournements : correspond au débit maximal dérivable par l'ouvrage régulateur.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

La **deuxième phase** du complexe de La Grande est en cours de réalisation.

En 1987 ont commencé des travaux visant à augmenter la puissance de La Grande 2 par la construction d'une nouvelle centrale (La Grande 2 A) comprenant 6 groupes de 330 MW.

En 1989 ont été mises en chantier La Grande 1, Laforge 1 et Brisay (figure **13**).

Le tableau **3** donne les caractéristiques des turbines de cet aménagement.

Les mises en service sont prévues en 1992 pour La Grande 2 A, en 1993 pour Brisay, en 1994 pour Laforge 1 et en 1995 pour La Grande 1 ; Laforge 2 est prévue ultérieurement.

6.2 Aménagement de Tarbela sur l'Indus (Pakistan)

Signalons cet aménagement parce que le barrage en enrochements de Tarbela (70 km au nord-ouest de Islamabad) est le plus grand au monde et sans doute le plus important ouvrage jamais réalisé par l'Homme, muraille de Chine exceptée.

L'objectif de l'aménagement est double [1] **: irrigation et production d'énergie électrique**, l'irrigation étant cependant toujours prioritaire. Le rôle de Tarbela est capital tant pour l'irrigation des terres agricoles que pour l'alimentation en énergie électrique du Pakistan. En 1988, 52 % de l'énergie électrique du pays étaient d'origine hydraulique et Tarbela (1 750 MW à cette époque) constituait 63 % de la puissance hydraulique installée.

La centrale comporte dix groupes de 175 MW, auxquels on a ajouté, dans une extension récente, quatre groupes de 432 MW (puissance totale installée de 3 478 MW) (figure **14**). Comme c'est l'irrigation qui règle le débit d'eau, toutes les turbines ne tournent pas toujours en charge de base. Cette charge n'est atteinte que lorsque la demande en eau d'irrigation est supérieure à la capacité des turbines, c'est-à-dire pendant les mois d'été.

Le bassin d'accumulation (figure **14**) s'étend sur une superficie de 258 km^2 et présente un volume de $14{,}3 \times 10^9$ m^3 d'eau au niveau de retenue de 472,5 m. L'apport hydraulique moyen annuel est de 80×10^9 m^3 dont 55 % pendant la période de mai à septembre.

Les turbines de l'extension (432 MW) sont du type Francis vertical (figure **15**). Elles travaillent avec une chute très variable, allant de 49,4 à 135,6 m (chute nette). À la chute nominale de 117,35 m, leur rendement dépasse 91 %. Le rendement le plus élevé, 95 %, est atteint pour une chute nominale de 82,3 m.

Les conduites forcées et les soupapes de décharge (3,7 m de diamètre) sont les plus grosses construites à ce jour.

Des précautions spéciales ont été prises pour limiter la puissance à 440 MW et pour limiter les surpressions liées au coup de bélier dans la conduite de répartition.

Tableau 2 – Caractéristiques principales des turbines de la première phase

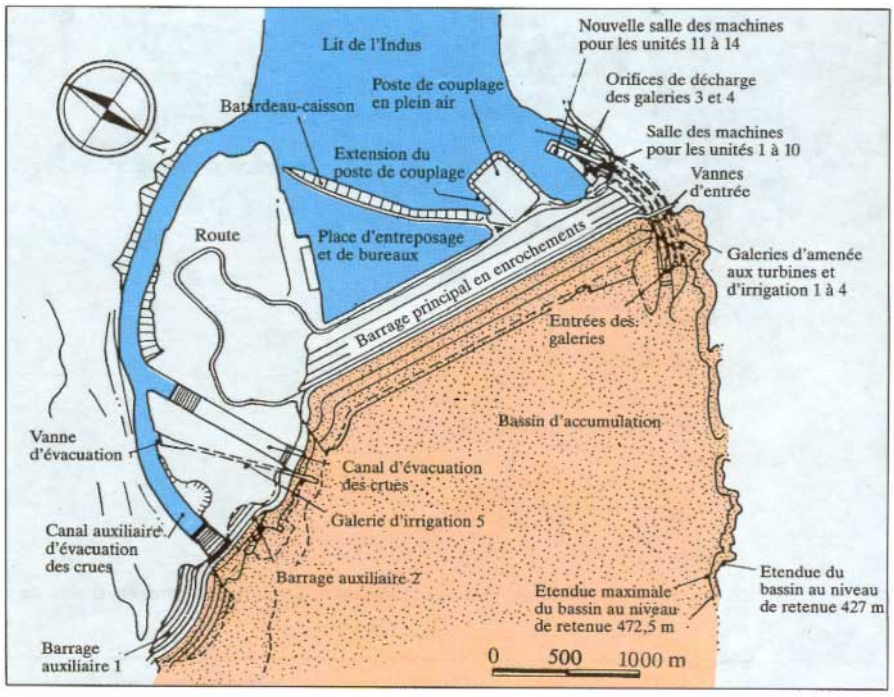
Caractéristiques	La Grande 2	La Grande 3	La Grande 4
Type de machine.....	Francis	Francis	Francis
Nombre de machines	16	12	9
Chute maximale ..... (m)	137,2	79,2	116,7
Débit nominal ..... (m^3/s)	269	272	280
Vitesse de rotation ... (tr/min)	133,3	112,5	128,6
Puissance unitaire nominale.....(MW)	339	195	300
Diamètre de sortie de la roue..... (m)	6,0	6,0	6,0

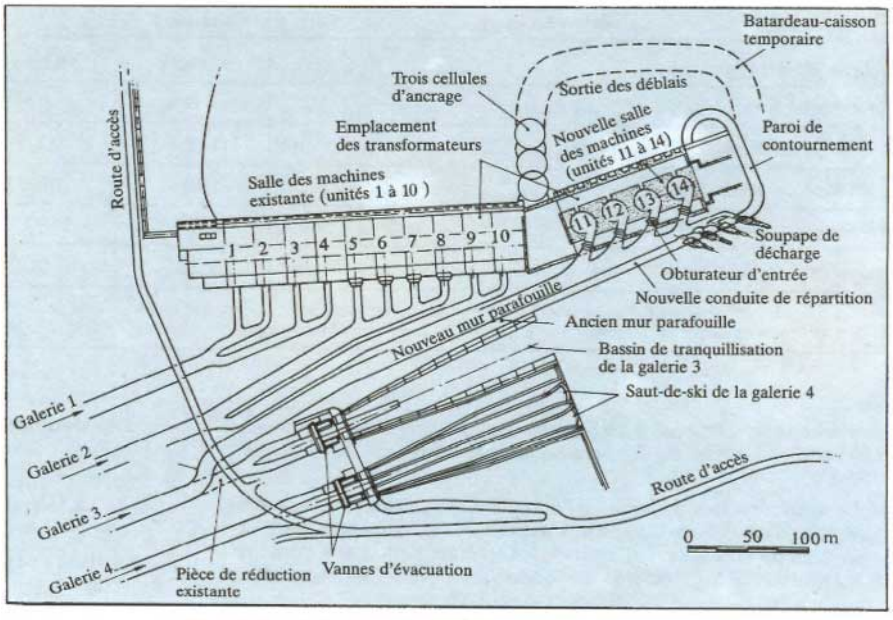
Tableau 3 – Caractéristiques principales des turbines de la seconde phase

Caractéristiques	La Grande 2 A	La Grande 1		Laforge 1	Brisay
Type de machine.....	Francis	hélice	hélice	Francis	Kaplan
Nombre de machines.....	6	8 (1)	4 (2)	6	2
Chute maximale .....(m)	138,5	27,5	27,5	57,3	37,5
Vitesse de rotation .....(tr/min)	150	85,71	85,71	112,5	94,7
Puissance unitaire nominale ..... (MW)	339	118,6	116,3	142	193
Diamètre de sortie de la roue.....(m)	5,235	8,000	7,850	5,580	8,500

(1) 8 turbines construites par les ateliers d'ingénierie Dominion (filiale de General Electric Canada).
(2) 4 turbines construites par MIL Tracy à Tracy (Québec) dont la conception hydraulique est due à Neyrpic (France).

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

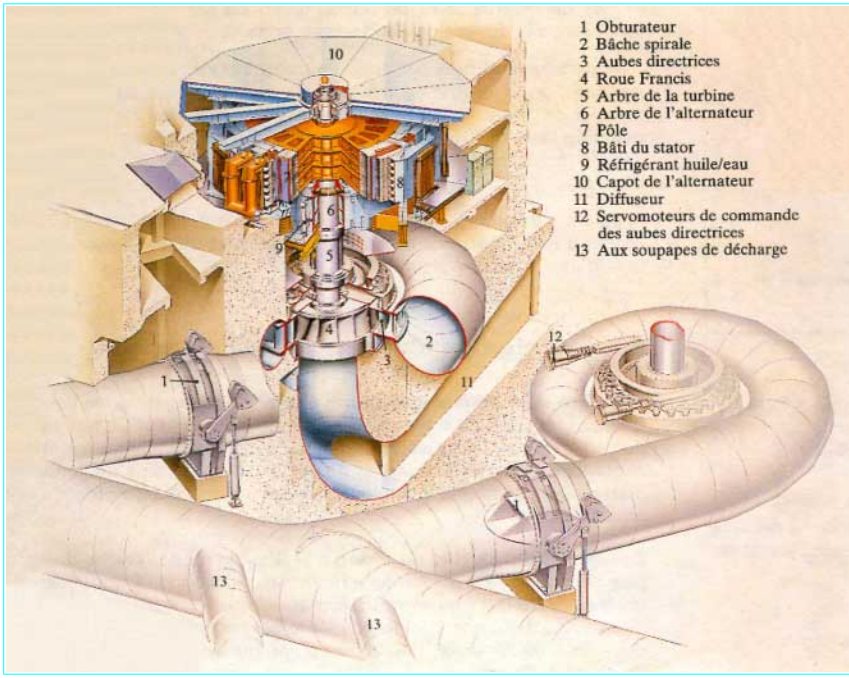




Plan de la salle des machines existante et de la nouvelle salle, avec les galeries d'amenée d'eau et les conduites de répartition

Figure 14 – Complexe hydroélectrique de Tarbela (Pakistan), avec barrage, canaux, galeries et salles des machines : plan de situation

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique



Caractéristiques principales des unités 11 à 14.

Diamètre de la roue mobile	7 900 mm
Poids de la roue mobile	190 t
Diamètre interne à la sortie de la roue	7 150 mm
Nombre de tours nominal	90,9 tr/min
Vitesse d'emballement	199 tr/min
Débit maximal	424,8 m^3/s
Puissance nominale maximale	440 MW
Chute brute maximale	137,2 m
Chute brute minimale	61 m
Chute nette maximale	135,6 m
Chute nette minimale	49,4 m
Diamètre de l'arbre	2,2 m

Figure 15 – Écorché de l'une des unités 11 à 14 de la centrale de Tarbela, avec ses caractéristiques principales

7. Aménagements de basses chutes

Comme il est indiqué au paragraphe 1, les basses chutes sont aménagées sur des rivières et fleuves à pente douce ou très douce. Ces aménagements sont souvent conçus non seulement pour produire de l'énergie hydroélectrique, mais aussi pour régulariser le débit des cours d'eau qu'ils équipent, pour améliorer les conditions de navigabilité, auquel cas on les trouve couplés avec des écluses, ou encore pour créer des possibilités d'irrigation des terres avoisinantes. On distingue les *centrales de dérivation* et les *centrales de rivière.*

7.1 Centrales de dérivation

Le principe de cet aménagement est illustré figure **16**. Il consiste essentiellement en l'établissement d'un *barrage de dérivation* sur la rivière et d'un *canal de dérivation*, de direction générale parallèle à la rivière, souvent long de plusieurs kilomètres, sur lequel est construit un second barrage auquel est intégrée la centrale.

Le barrage de dérivation est équipé de vannes dont le rôle principal est de maintenir constants le niveau amont de la rivière et donc le débit du canal de dérivation. Le barrage de la centrale comporte des déversoirs évacuant les débits non turbinés. Souvent l'entrée du canal comporte un seuil déversoir (figures **16*a*** et ***c***).

La navigation est tantôt maintenue dans la rivière (figure **16*a***), tantôt organisée dans le canal de dérivation (figures **16*b*** et ***c***). La centrale peut être localisée en n'importe quelle section du canal, sur toute la longueur de celui-ci.

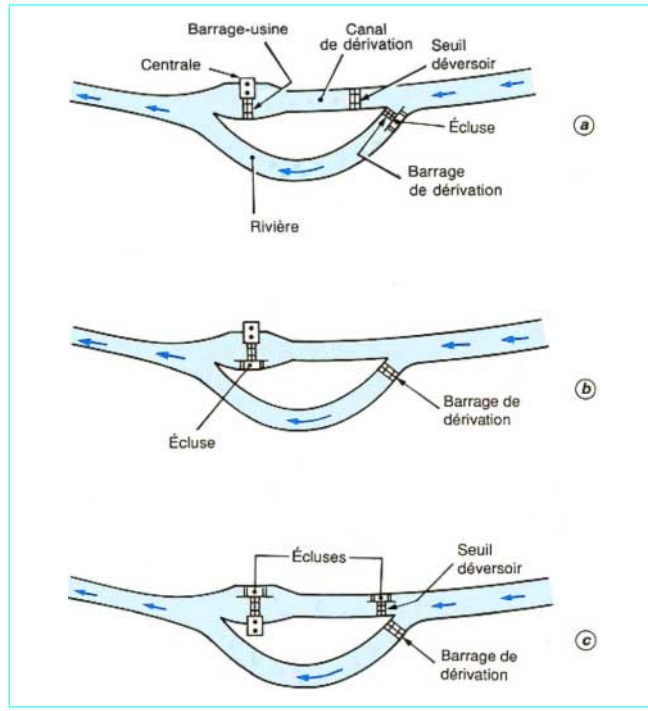


Figure 16 – Basses chutes : aménagements de centrales de dérivation

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

Comme exemples d'aménagements de ce type, citons les vallées du Rhône et du Rhin et en particulier les suivantes :

— *Sur le Rhône*, la centrale de Donzère-Mondragon (France) a été établie aux 2/3 d'un canal de dérivation navigable long de 28 km ; les caractéristiques sont les suivantes :

- hauteur de chute : 16 à 25 m,
- débit : 1 500 m^3/s,
- puissance installée : 300 MW fournis par 6 turbines Kaplan ;

— *Sur le Rhin*, la centrale de Kembs (France) a été établie à proximité de Bâle sur la première section du grand canal d'Alsace ; les caractéristiques sont les suivantes :

- hauteur de chute : 12 à 16,5 m,
- débit : 850 m^3/s,
- puissance installée : 140 MW fournis par 6 turbines Kaplan.

7.2 Centrales de rivière

Comme leur nom l'indique, les centrales hydroélectriques de rivière sont établies directement dans le lit des cours d'eau qu'elles équipent. D'une structure semblable à celle des centrales de dérivation, elles fonctionnent néanmoins très souvent sous des *hauteurs de chute plus faibles.* La figure 17 illustre schématiquement leurs diverses dispositions ; on construit ainsi des centrales accolées à leur barrage, soit d'un seul côté (figure 17***a***), soit de part et d'autre (figure 17***b***) de celui-ci, ou des centrales intégrées dans le barrage, les turbines étant placées dans les piliers (figure 17***c***) ou immergées dans le corps du barrage (figure 17***d***).

Comme exemple d'aménagement de ce type, citons la centrale d'Ampsin-Neuville établie sur la Meuse à proximité de Liège en Belgique. Cette centrale est accolée à un barrage-écluse. Les hauteurs de chutes faibles ont conduit au choix d'une centrale du type immergé. Les caractéristiques de cette usine sont les suivantes :

— hauteur de chute 4 m ;
— débit : 270 m^3/s ;
— puissance installée : 9 MW fournis par 4 groupes bulbes.

Citons également la centrale de Vaugris dans l'Isère, établie à proximité de Vienne sur le Rhône. Appartenant à la Compagnie Nationale du Rhône, elle a été mise en service en 1980 et a les caractéristiques suivantes :

— hauteur de chute : 6,80 m ;
— débit : 1 400 m^3/s ;
— puissance installée : 61 MW fournis par 4 groupes bulbes.

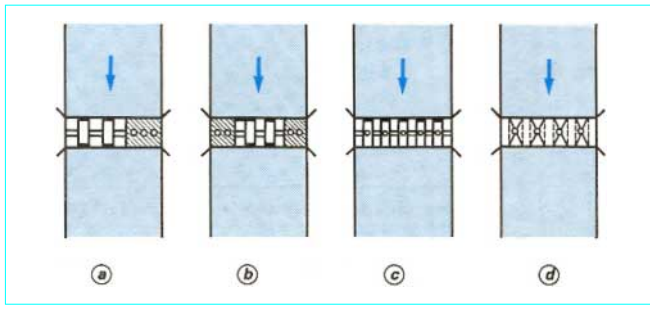


Figure 17 – Basses chutes : aménagements de centrales de rivière

8. Usines marémotrices

8.1 Énergie des marées

On sait que la marée est un phénomène complexe qui fait intervenir non seulement l'influence conjuguée de la Lune et du Soleil, selon les lois de l'attraction universelle, mais aussi la rotation de la Terre et le mouvement des masses océaniques. Celui-ci donne lieu à des phénomènes de résonance et de réflexion d'onde sur le littoral, qui sont fonction de la dimension des fonds marins et du profil des côtes.

À certains endroits, par suite de circonstances géographiques telles que l'onde de marée rencontre un obstacle, la différence des niveaux de haute et basse mer est très supérieure à la moyenne et peut dépasser 10 m. Il en est par exemple ainsi sur les côtes bretonnes de la Manche à cause de l'obstacle formé par la presqu'île du Cotentin.

Le débit des marées étant très élevé, on dispose dans ces circonstances d'une importante quantité d'énergie hydraulique brute, susceptible d'être mise en valeur.

8.2 Exploitation de l'énergie des marées

Principe de l'utilisation des marées

Il consiste en la création d'un bassin, isolé de la mer par un barrage-usine équipé de turbines et de vannes, et en la réalisation, à l'aide de cet équipement, de remplissages et de vidages successifs de ce bassin, au rythme de l'onde de marée. Divers modes d'exploitation des usines marémotrices sont possibles.

Cycle à simple effet au vidage

C'est le mode d'exploitation le plus simple (figure 18***a***). À marée montante, les vannes étant ouvertes, on laisse le bassin se remplir ; à marée haute, les vannes sont fermées ; on attend ensuite, pour vider le bassin par les turbines et produire ainsi de l'énergie, que la mer en se retirant ait créé une hauteur de chute suffisante.

Ce cycle peut être amélioré en pompant à marée haute de l'eau dans le bassin (figure 18***a***) et en surélevant ainsi, en fin de remplissage, le niveau du bassin par rapport au niveau de la mer. La production du cycle sera en effet accrue puisque l'eau pompée sous une faible hauteur sera turbinée quelques heures plus tard sous une chute plus élevée. Cet avantage sera accentué si l'énergie nécessaire au pompage est empruntée au réseau aux heures creuses ou si la restitution correspondante est effectuée aux heures de pointe.

Cycle à simple effet au remplissage

Il est analogue au cycle précédent, si ce n'est que l'énergie est cette fois produite au remplissage du bassin en turbinant à marée haute de la mer vers le bassin. Ce cycle peut également être amélioré par une phase de pompage accentuant le vidage du bassin à marée basse.

Cycle à double effet

Il est une combinaison des deux cycles précédents, améliorés ou non par pompage (figure 18***b***). L'énergie est produite à la fois lors du remplissage et lors du vidage du bassin.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

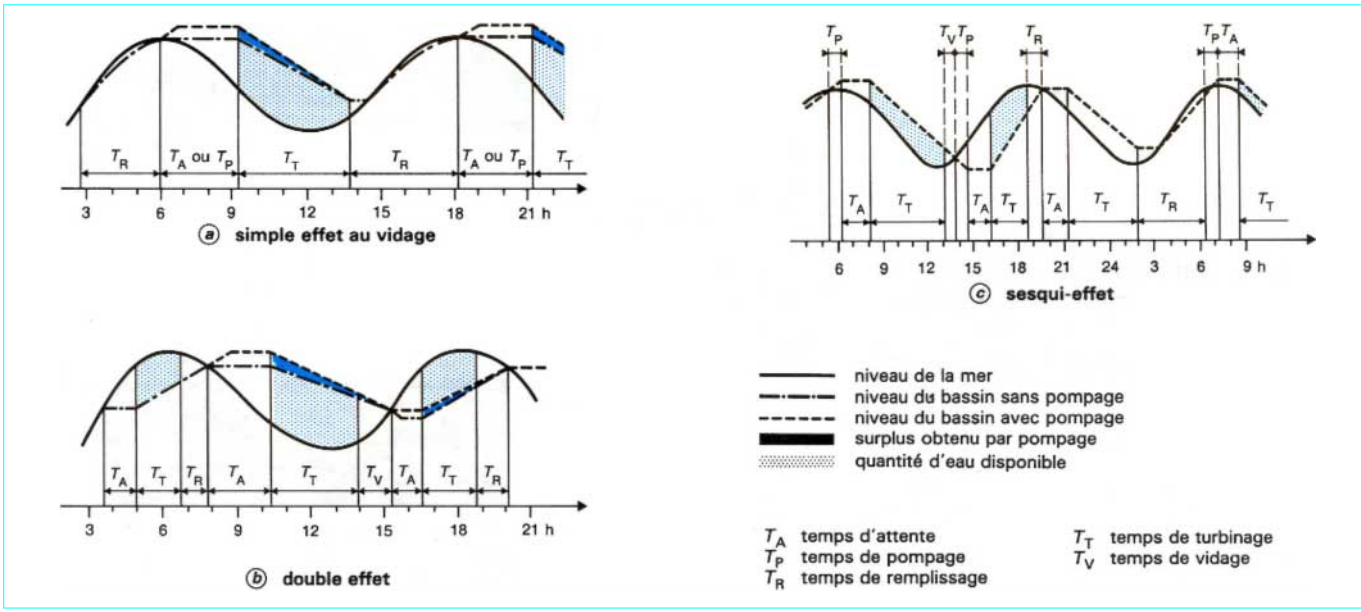


Figure 18 – Usines marémotrices : cycles de fonctionnement

Cycle sesqui-effet

Appelé aussi cycle à effet 3/2, il consiste à utiliser deux marées successives pour réaliser trois turbinages avec deux pompages intermédiaires, ces derniers améliorant les turbinages qui les suivent (figure **18*c***).

Choix du mode d'exploitation

Parmi les cycles à la disposition d'un exploitant, le choix doit se porter sur celui qui convient le mieux, d'une part, selon l'amplitude de la marée, d'autre part, selon la valeur de l'énergie aux diverses heures de la journée, qu'il s'agisse de l'énergie empruntée pour le pompage ou de celle fournie par turbinage.

Pour un prix constant de l'énergie, la recherche du meilleur cycle selon l'amplitude des marées donnerait :

— marées faibles : simple effet avec pompage ;
— marées moyennes : double effet avec pompage ;
— marées fortes : sesqui-effet ;
— marées exceptionnelles : double effet sans pompage.

Par le choix du meilleur cycle, on peut ainsi obtenir une exploitation sur mesure, fonction de l'heure et de l'amplitude de la marée. De cette façon, on tend à abandonner le rythme lunaire des marées pour se rapprocher du rythme solaire qui est celui des activités humaines.

8.3 Usine marémotrice de la Rance

Comme exemple d'usine marémotrice, décrivons brièvement les aménagements de la Rance, situés en France sur les côtes bretonnes de la Manche, à hauteur de St-Malo. Le site choisi est particulièrement favorable car il cumule les avantages de marées d'amplitude élevée (jusqu'à 13,5 m aux équinoxes), de la présence d'un bassin naturel de grande capacité, l'estuaire de la Rance, et de débits élevés (jusqu'à 18 000 m^3/s).

Cette usine, dont la mise en service s'est achevée en décembre 1967, est incorporée à un gigantesque barrage de 720 m de long, construit au travers de l'estuaire de la rivière (figure **19**). L'usine proprement dite, longue de plus de 330 m, est équipée de 24 groupes bulbes de 10 MW chacun ; ce type de machine, permettant de pomper et de turbiner dans les deux sens d'écoulement de l'eau au travers du barrage, est particulièrement bien adapté au cycle de fonctionnement à double effet décrit au paragraphe 8.2.

En 1992, l'expérience montre son excellente fiabilité.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

8.4 Projet d'usine marémotrice de la Severn (Grande-Bretagne)

Il s'agit du plus grand projet au monde, situé entre le Bristol Channel et l'estuaire de la Severn, un peu en aval de Cardiff [5].

Le barrage aurait une longueur de 15,9 km. La surface du bassin formé par l'estuaire de la Severn est de 480 km^2 à niveau moyen. L'usine proprement dite aurait une longueur de 4,5 km et serait équipée de 216 turbines de 40 MW (groupes bulbes avec une roue de 9 m de diamètre). Le débit maximal par turbine serait de 600 m^3/s. La puissance installée serait donc de 8 640 MW, capable de produire 7 % de l'énergie électrique consommée dans le pays.

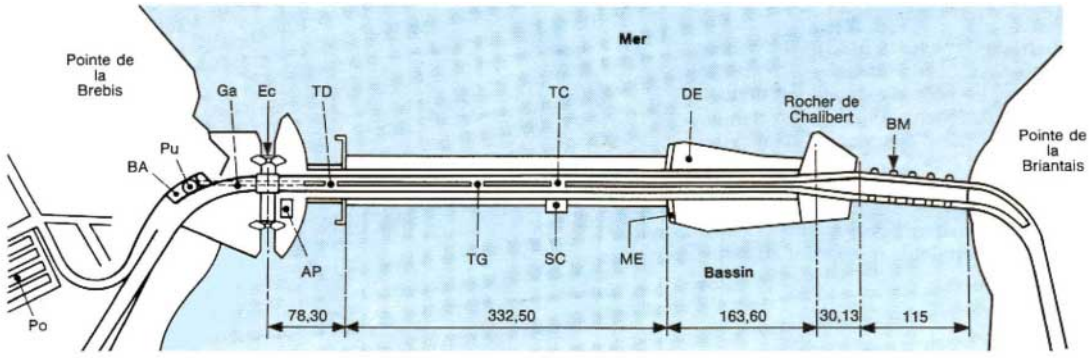
Le fonctionnement serait à simple effet au vidage, avec pompage.

L'amplitude des marées est d'environ 11 m.

Le coût total du barrage est estimé à 13 900 millions de dollars. Le coût du réseau additionnel se monte à 1 430 millions de dollars. Le coût d'exploitation annuel est estimé à 120 millions de dollars. Avec un taux d'intérêt de 10 %, le coût de l'électricité serait de 0,12 $/kWh.

La durée de vie prévue est longue : 120 ans.

La figure **20** donne la disposition schématique du barrage et le cycle de fonctionnement (simple effet au vidage avec pompage).

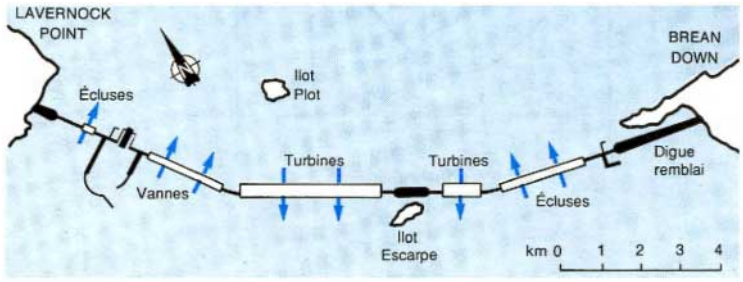


AP accès principal à l'usine, bâtiment administratif
BA bâtiment d'accès des grosses pièces, sol à la cote + 16,65 m par rapport au niveau 0 des cartes marines
BM barrage mobile : six pertuis munis de six vannes de 15 × 10 m
DE digue en enrochement : digue morte
Ec écluse de navigation, sas : 65 × 13 m, radier à + 2,00 m
Ga galerie d'accès à – 7 m, passant sous l'écluse, longueur 80 m environ
ME mur d'extrémité de l'usine, constituant le soutènement de la digue morte
Po poste de départ : 3 lignes de 225 000 V
Pu puits pour descente des pièces à la cote – 7 m, diamètre 12 m
SC salle de commande
TC travée de commande
TD travée de démontage du matériel et ateliers d'entretien
TG travées de groupe : 24 travées distantes de 13,30 m

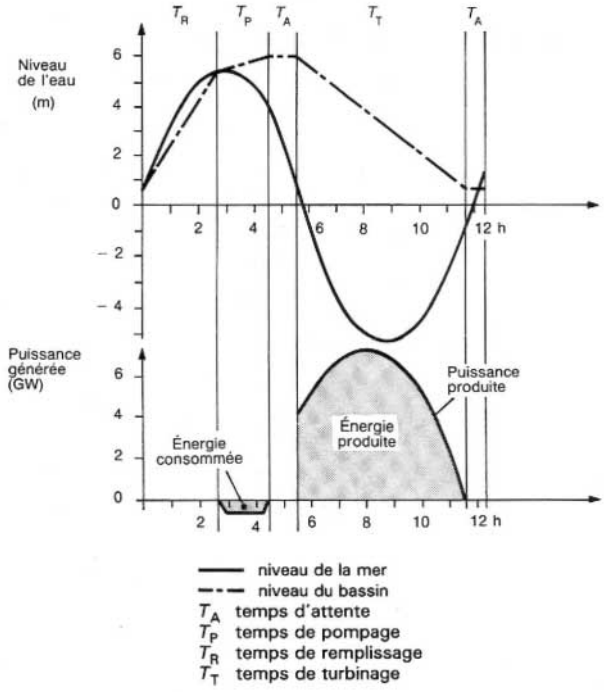
Les cotes sont exprimées en mètres.

Figure 19 – Barrage de l'usine marémotrice de la Rance (France)

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique



ⓐ disposition du barrage



ⓑ cycle de fonctionnement

Figure 20 – Usine marémotrice de la Severn (Grande-Bretagne) : disposition et cycle de fonctionnement

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

9. Centrales d'accumulation par pompage

Principe de fonctionnement

Une centrale hydroélectrique de pompage a pour fonction de fournir de l'énergie de pointe au réseau auquel elle est interconnectée. Elle travaille entre deux réservoirs, créés artificiellement à des niveaux différents, selon les modalités suivantes :

— *en période creuse* de consommation d'énergie électrique, la capacité excédentaire du réseau est utilisée pour remplir par pompage le réservoir supérieur ; de l'énergie est ainsi mise en réserve par accumulation hydraulique ;

— *en période de pointe*, de l'énergie électrique est fournie au réseau par turbinage de l'eau accumulée, qui est restituée au réservoir inférieur.

Avec des machines modernes, le rendement global de l'opération atteint 0,70 à 0,75, c'est-à-dire qu'environ les 3/4 de l'énergie prélevée aux heures creuses sont restitués aux heures de pointe. On remarquera que, les durées de remplissage et de vidage du réservoir supérieur ne devant pas être nécessairement les mêmes, l'on peut disposer d'une puissance de turbinage supérieure à la puissance de pompage et accentuer ainsi le caractère de pointe de la centrale. On remarquera encore que la consommation d'eau se limite à l'évaporation et aux fuites des deux réservoirs.

Choix du site

Stockage et restitution de l'énergie doivent s'effectuer avec des pertes minimales. Cette condition implique certaines contraintes pour le choix d'un site de centrale de pompage.

Ainsi, les sites choisis ne seront pas trop éloignés des centres de consommation, notamment à cause des pertes en ligne. En outre, du point de vue topographique, il faut pouvoir aménager à peu de distance à vol d'oiseau deux bassins de retenue à des altitudes aussi différentes que possible ; de trop longues distances horizontales entraîneraient en effet non seulement des pertes accrues mais aussi la nécessité de construire des cheminées d'équilibre sur les conduites ou tunnels forcés, ouvrages toujours coûteux.

Centrale de Coo (Belgique)

Comme exemple de centrale hydroélectrique de pompage, décrivons brièvement les aménagements réalisés à Coo, dans les Ardennes belges, à proximité de Liège, dont la mise en service a été effectuée en deux phases : 1971-1972 et en 1979 (figure **21**).

Le réservoir inférieur de la centrale de Coo est formé par une boucle profondément encaissée de l'Amblève, rivière du bassin de la Meuse. Cette boucle a été verrouillée en amont et en aval par deux barrages construits en travers du lit de la rivière. La capacité ainsi obtenue est égale à 18,5 millions de mètres cubes.

La retenue supérieure est constituée par deux bassins distincts, chacun d'eux ayant une capacité respective de 4 et 4,5 millions de mètres cubes. Ces bassins sont établis sur un plateau dominant la boucle de l'Amblève à une distance horizontale du réservoir inférieur d'environ 1,2 km. La hauteur de chute moyenne disponible est égale à 255 m.

La centrale est souterraine ; elle est reliée à chaque bassin supérieur par une galerie distincte d'amenée sous pression. Son équipement comprend six groupes pompe-turbine, soit trois par galerie d'amenée, du type Francis, réversible et à axe vertical ; chaque machine a une puissance nominale en turbinage égale à 160 MW pour les trois groupes du bassin supérieur I et 230 MW pour les trois groupes du bassin supérieur II. La liaison de la centrale au bassin inférieur est réalisée par deux canaux de fuite distincts, soit à nouveau un canal pour trois machines. Les fonctionnements de la centrale sur l'un ou l'autre des deux bassins supérieurs sont donc complètement indépendants.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

1. Cascade de Coo
2. Galerie de dérivation (175 m)
3. Station de premier remplissage
4. Digue amont
5. Bassin inférieur (8.540.000 m³ utiles)
6. Digue aval
7. Galerie de vidange (200 m)
8. Prise d'eau inférieure
9. Bâtiment administratif, ateliers
10. Poste élévateur 20/380 kV
11. Magasin
12. Groupe Diesel de secours
13. Bassin supérieur 1 (4.000.000 m³ utiles)
14. Bassin supérieur 2 (4.540.000 m³ utiles)
15. Galerie d'amenée 1 (995 m, Ø 6,60 et 5,65 m)
16. Galerie d'amenée 2 (1.055 m, Ø 8,00, 6,50 m et 6,20 m)
17. Centrale (128 x 40 x 22 m)
18. Galerie des visiteurs (175 m)
19. Galerie de fuite 1 (150 m, Ø 8,85 m)
20. Galerie de fuite 2 (190 m, Ø 8,85 m)
21. Galerie d'accès (210 m)
22. Galerie à barres 1
23. Galerie à barres 2
24. Galerie d'attaque (310 m)
25. Ligne haute tension 380 kV
26. Poste 380 kV
27. Pont et route d'accès à la centrale

1 et 2. Les deux bassins supérieurs avec leur niveau d'eau max. et min.
3. Les deux galeries d'amenée
4. La salle des machines
5. Galerie de fuite
6. Prise d'eau inférieure
7. Bassins inférieurs avec leur niveau min. et max.
8. Digue inférieure
9. Installations de surface
10. Lignes haute tension

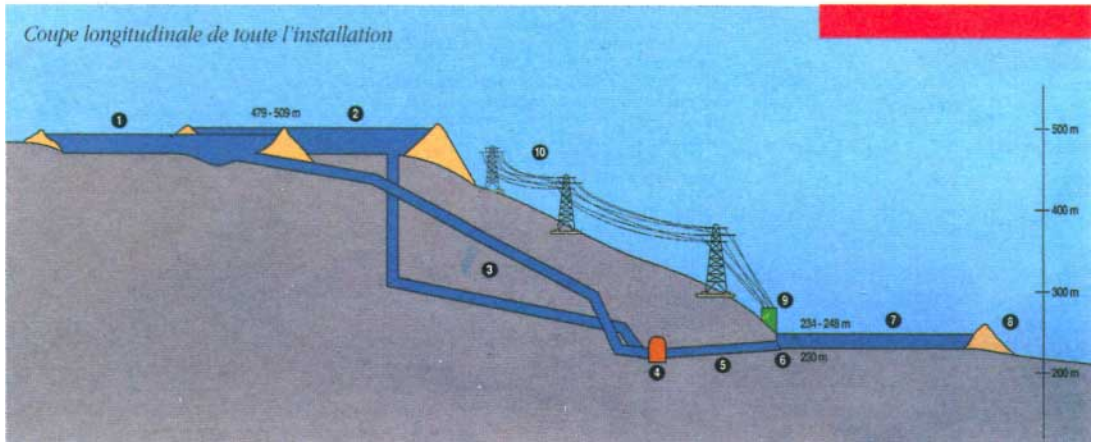


Figure 21 – Centrale d'accumulation par pompage de Coo (Belgique) : vue générale et coupe (doc. Electrabel)

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

10. Centrales mixtes d'accumulation par pompage (step mixtes)

À côté des centrales d'accumulation pures (§ 9), dites stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), où l'eau du bassin supérieur est pompée uniquement à partir du bassin inférieur, on trouve les centrales mixtes où une partie de l'eau du bassin supérieur est pompée à partir du bassin inférieur et l'autre partie résulte d'apports gravitaires.

À l'exemple de Grand'Maison cité figure **9**, on peut ajouter le **cas du Cheylas** [2 groupes : puissance totale 485 MW, débit turbiné 234 m^3/s sous 261 m, apports gravitaires maximaux 90 m^3/s, (figure **22**)] **dont le bassin supérieur est connecté gravitairement à l'Arc et le bassin inférieur à l'Isère** (figure **23**).

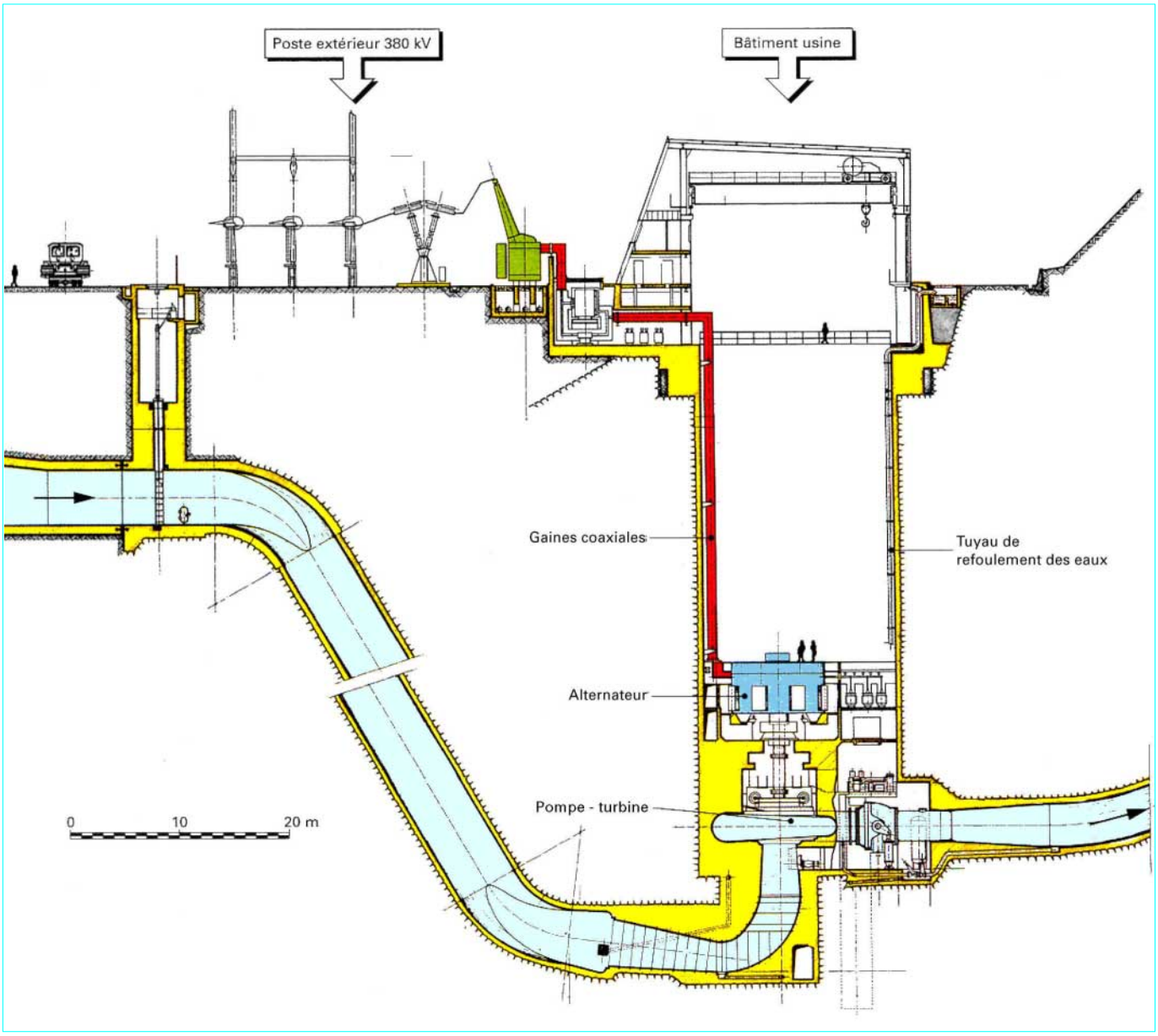


Figure 22 – Usine du Cheylas : coupe transversale dans l'axe d'un groupe

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique

Figure 23 – Implantation générale

Généralement, ces centrales mixtes ont des capacités d'accumulation supérieures à celles des STEP pures mais ne sont pas forcément situées près des centres de consommation.

Suivant les temps de vidange ou de remplissage des réservoirs, on distinguera les STEP à :

— *fonctionnement journalier* ; chaque jour le réservoir supérieur est vidé aux heures de pointe et rempli pendant les heures creuses ;

— *fonctionnement hebdomadaire* ; vidange du réservoir supérieur pendant les heures de pointe des jours ouvrables de la semaine avec recharge partielle durant les heures creuses des jours ouvrables et recharge totale pendant le week-end ;

— *fonctionnement saisonnier* ; remplissage du réservoir supérieur durant les hautes eaux et/ou les heures creuses d'été, vidange durant les heures de pointe d'hiver.

La simplicité et la rapidité de mise en service (de l'ordre d'une à quelques minutes) et d'arrêt des STEP en font un outil privilégié pour les exploitants de réseau qui leur assignent le plus souvent une fonction supplémentaire de secours de réseau en cas de défaillance imprévue sur celui-ci.

11. Installations à buts multiples

Étant donné le rôle de plus en plus important de l'eau dans notre civilisation, on peut s'attendre au développement d'installations à buts multiples (soutien des étiages, lutte contre les crues, irrigation, etc.) dans lesquelles l'hydroélectricité n'est éventuellement qu'un sous-produit.

Ainsi, le barrage de Tarbela au Pakistan (figure **14**) assure en priorité l'irrigation. Le barrage de Villeret sur la Loire est chargé surtout de stocker les crues et d'assurer un soutien d'étiage. Ses deux turbines Kaplan de 29 MW chacune sous 46 m fonctionnent suivant ces consignes.

On peut aussi évoquer les possibilités suivantes :

— en été, la Loire et la Seine présentent des étiages sévères alors que le Rhône a des eaux abondantes dues à la fonte des neiges alpines en altitude. On peut donc imaginer de pomper en été une partie de l'eau du Rhône vers la Loire et, de là, vers la Seine par le Loing en consommant une énergie bon marché. Une station de pompage/turbinage relierait le Rhône (vers Givors) au barrage de Grangent sur la Loire (près de Saint-Étienne). En été, on pomperait donc de l'eau du Rhône vers la Loire ; à titre indicatif, le débit d'étiage de la Loire dans la région de Saint-Étienne est de l'ordre de 10 m^3/s en été et celui du Rhône à Givors est alors de l'ordre de 990 m^3/s. Un transfert de 3 à 4 % du débit du Rhône vers la Loire suffirait donc à porter le débit de cette dernière aux environs de 30 à 40 m^3/s, c'est-à-dire un débit du même ordre que son débit le reste de l'année !

— en hiver, après déduction des besoins des parties prenantes locales, une part importante du débit de la Loire pourrait être turbinée vers le Rhône (donc sous haute chute) et produire ainsi une quantité d'énergie constituant un apport financier beaucoup plus important que celui du simple turbinage sur la Loire ;

— le passage d'une partie du débit pompé de la Loire vers la Seine pourrait se faire en utilisant les rigoles d'alimentation du canal de Briare reliant la Loire au Loing.

Autre exemple : les crues de la Meuse pourraient être écrêtées par pompage vers un réservoir réalisé par un barrage sur un de ses affluents : l'eau serait ensuite relâchée en été pour soutenir l'étiage.

Pour les fonctions autres que l'hydroélectricité, il est intéressant d'utiliser les retenues avec grandes variations de niveau (marnage). Il faut donc s'intéresser aux machines bien adaptées à ces grands marnages, en particulier celles à double réglage (Deriaz, Kaplan, bulbes).

Références bibliographiques

[1] FLURY (H.). – *Énergie électrique de l'Himalaya.* Revue Technique Sulzer, *4*, p. 28-35 (1990).

[2] HENRY (P.). – *Les centrales du complexe de la Baie James.* Ingénieurs et Architectes suisses, n° 14 (1980).

[3] *La Grande Rivière : a development in accord with its environment.* Société d'énergie de la Baie James, Montréal (Québec) (1988).

[4] HENRY (P.). – *Essais sur modèle réduit des turbines de la phase II du complexe de la Baie James.* Industrie et technique, Revue tech. Suisse, Lausanne, 21 mai 1991.

[5] HAGUE (B.), BEVAN (M.) et WAROLLE (D.). – *Tidal power. Ebbs and flow of the magnificent Severn. Modern power systems,* MPS *11*, n° 6, p. 71-79, juin 1991.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique